

Universidad Carlos III de Madrid

Escuela politécnica superior

Departamento de ingeniería eléctrica



Trabajo de fin de grado

**Línea de conexión a 20 kV, centro de transformación y
planta de generación fotovoltaica en Valdeolivas (Cuenca)**

Autor: Noelia Amparo Esgueva Perea

Tutor: Víctor Julián Hernández Jiménez

Junio de 2016

DOCUMENTOS.

- 1. MEMORIA.**
- 2. CÁLCULOS.**
- 3. PRESUPUESTO.**
- 4. PLIEGO DE CONDICIONES.**
- 5. PLANOS.**
- 6. ANEXO 1. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.**
- 7. ANEXO 2. ÍNDICE DE TABLAS.**

DOCUMENTO Nº 1

MEMORIA

ÍNDICE.

1. ANTECEDENTES.	1
2. OBJETO.	1
3. EMPLAZAMIENTO.	1
4. REGLAMENTACIÓN.	2
4.1. REGLAMENTACIÓN GENERAL.	2
4.2. REGLAMENTO DE SERVICIO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	3
4.3. REGLAMENTO DE LA INSTALACIÓN GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.	4
5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO.	5
6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO.	7
6.1. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.	7
6.1.1. CATEGORÍA DE LA LÍNEA.	7
6.1.2. RED DE MEDIA TENSIÓN.	7
1.1.1. RED DE BAJA TENSIÓN.	10
6.2. CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	11
6.2.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.	11
6.2.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.	12
6.2.3. ALUMBRADO.	13
6.3. CARACTERÍSTICAS PARQUE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.	14
7. AFECCIONES.	15
8. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS.	15
8.1. LÍNEAS AÉREAS.	15
8.1.1. DISTANCIA VERTICAL Y HORIZONTAL DEL CRUZAMIENTO.	17
8.2. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.	19
8.2.1. CRUZAMIENTOS.	19
8.2.2. PARALELISMOS.	20

1. ANTECEDENTES.

Noelia Amparo Esgueva Perea, estudiante en la universidad Carlos III de Madrid, con **DNI 51129327-M** y residente en la Comunidad de Madrid realiza el presente Proyecto de Fin de Carrera del **Grado de Ingeniería Eléctrica**.

Dicho proyecto se encuentra bajo la supervisión de **Víctor Julián Hernández Jiménez** profesor en la universidad Carlos III de Madrid.

2. OBJETO.

El presente proyecto “Línea de conexión a 20 kV, centro de transformación y planta de generación fotovoltaica en Valdeolivas (Cuenca)” tiene por objeto la especificación, justificación de todos los datos técnicos y cálculos necesarios para la construcción de una nueva línea aérea de media tensión que conecte los términos municipales de Salmerón (Guadalajara) y el de Valdeolivas (Cuenca).

Para dicho fin se estudiará y diseñará una línea aérea de 20 kV hasta un centro de transformación en edificio prefabricado de superficie (que en lo sucesivo se denominará CTENP) de 630 kVA que distribuirá en baja a un volumen de edificios de viviendas de una nueva zona urbana residencial, y la salida a un parque fotovoltaico, con la finalidad de que se establezca su funcionamiento de forma segura, eficiente y dentro de la normativa vigente.

3. EMPLAZAMIENTO.

Las instalaciones llevadas a cabo en el presente proyecto han sido calculadas y proyectadas en los términos municipales de Salmerón (Guadalajara) y Valdeolivas (Cuenca) según el perfil y los planos que se adjuntan en el Documento nº 5.

4. REGLAMENTACIÓN.

4.1. REGLAMENTACIÓN GENERAL.

La reglamentación aplicable al presente proyecto “Línea de conexión a 20 kV, centro de transformación y planta de generación fotovoltaica en Valdeolivas (Cuenca)” y por lo tanto, que se ha tenido en cuenta a la hora de la justificación del mismo, es la que se enumera a continuación.

- Reglamento sobre condiciones técnicas y garantías de seguridad en líneas eléctricas de alta tensión y sus instrucciones técnicas complementarias ITC-LAT 01 a 09 (Real Decreto 233/2008, del 15 de Febrero).
- Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias (Real Decreto 560/201).
- Real Decreto 1955/2000, de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1432/2008, de 29 de Agosto por el que se establecen las medidas de protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.
- Ley 21/1992, de 16 de Julio de Industria (BOE núm. 176, de 23 Julio de 1992).
- Normalización Nacional (normas UNE).
- Real Decreto 1627/1997, de 25 de Octubre, por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud en obras de construcción.
- Normativa y disposiciones particulares de la empresa eléctrica distribuidora.
- Ley 24/2013, de 26 de Diciembre del Sector Eléctrico.
- Ordenanzas Municipales.
- Norma Básica de la edificación.
- Nuevo Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Centrales Eléctricas, Subestaciones y Centros de Transformación, 9 de junio de 2014.

4.2. REGLAMENTO DE SERVICIO DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

Todo trabajo a realizar en el interior y los alrededores del centro de transformación se llevará a cabo cumpliendo con las disposiciones vigentes en materia de seguridad. Dichas disposiciones serán las siguientes normas mínimas [5].

- Queda terminantemente prohibido el acceso al centro de transformación a toda persona ajena al servicio salvo especial autorización de la Dirección. La puerta de acceso debe permanecer cerrada con llave cuando no se efectúe ninguna intervención en la instalación.
- Para el cambio de fusibles se deberá retirar previamente de tensión de todos los cables a los que el operario pueda aproximarse a la hora de realizar la sustitución.
- Todas las maniobras a realizar en el lado de 20 kV será utilizando como mínimo dos de los elementos siguientes.
 - Banqueta o alfombra aislante.
 - Pértiga.
 - Guantes de material aislante.
- En los circuitos de la parte de 20 kV se realizará un corte visible o deberá disponerse de un sistema seguro que señale la posición de accionador, garantizando la apertura del elemento de corte, seguido de la verificación de ausencia de tensión en ambos lados.
- La retirada de servicio de un transformador de potencia se efectuará cortando en primer lugar los circuitos de la parte de tensión más baja y después los de la parte de tensión más elevada.
En el caso de que exista seccionador en el lado de alta y no en el de baja, el orden de actuación sería a la inversa.
- El restablecimiento de servicio de un transformador de potencia se efectuará restableciendo en primer lugar la continuidad de los circuitos del lado de alta y seguidamente en los del lado de baja tensión.
- A la hora de dejar sin servicio un transformador de intensidad, se cortarán únicamente los circuitos del lado de alta tensión.
Toda intervención en el circuito alimentado por el secundario del transformador en servicio debe estar precedida por el cortocircuito de los bornes de dicho secundario, no quedando bajo ningún concepto en circuito abierto.
- Cuando en un descargo se intervenga en elementos con mando a distancia, se bloquearán también en posición de apertura todos los órganos del mando a distancia.

- No se cerrará el seccionador de tierra de una celda de alimentación sin comprobar la ausencia de tensión en una línea por medio de los indicadores de tensión.
No se podrá acceder al compartimento de terminales de cable sin que el seccionador de puesta a tierra esté cerrado, excepto si se emplean terminales apantallados.
- En caso de incendio queda terminantemente prohibido hacer uso de extintores que tengan agua en su composición, debiéndose emplear preferentemente extintores de polvo o nieve carbónica.
- Todo centro de transformación debe estar correctamente señalizado y deben disponerse las advertencias e instrucciones necesarias de modo que no haya errores de interpretación.

4.3. REGLAMENTO DE LA INSTALACIÓN GENERADORA DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Debido a la implantación de un huerto solar conectado a la red pública, se tendrán en cuenta la reglamentación aplicable a generación fotovoltaica.

- Ley 54/1997 de 27 de Noviembre del sector eléctrico. B.O.E. de 28-11-1997.
- Real Decreto 2.818/1998 de 23 de diciembre sobre producción de energía eléctrica por instalaciones abastecidas por recursos o energías renovables.
- Real Decreto 436/2004 de 12 de Marzo por el que se regula el régimen de las actividades de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 1.663/2000 de 29 de septiembre sobre conexiones de instalaciones fotovoltaicas a la red de Baja Tensión.
- Real Decreto 841/2002 de 2 de agosto por el que regula para las instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial, su incentivación en la participación en el mercado de producción, determinadas obligaciones de información de sus previsiones de producción y la adquisición por los comercializadores de su energía eléctrica producida.
- Reglamento de Centrales Generadoras de Energía Eléctrica.

5. CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL PROYECTO.

La instalación proyectada consiste en una línea aérea de 20 kV que parte de una derivación de una línea existente en el término municipal de Salmerón, en la que sustituirá el apoyo nºD22-208 que pasará a ser el comienzo de la nueva línea, conformada por 48 apoyos con conductor LA-110 simple circuito.

Transcurre su trazado en un recorrido de 6.490,53 metros de longitud hasta el término municipal de Valdeolivas, donde entra a un centro de transformación en edificio prefabricado con una potencia de 630 kVA.

Se tomará para los cálculos un factor de potencia de 0,8, y una relación de transformación en el transformador de 20.000V/400-230V.

Previsión de cargas.

A la hora de calcular las necesidades de potencia para hacer la selección e un transformador de potencia normalizada se ha tenido en cuenta que la línea dará alimentación a una nueva zona urbana residencial que estará compuesta por las siguientes cargas.

- Un bloque de 16 viviendas colectivas (Línea 1).
- Un bloque de 18 viviendas colectivas (Línea 2).
- Un conjunto de 16 viviendas unifamiliares (Línea 3).
- Alumbrado público a un parque (Línea 1).

Según el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión [1] la potencia prevista para una vivienda será de un grado de electrificación alto, es decir, 9,2 kW. Para calcular la potencia que consumirá el conjunto se ha de multiplicar por el factor de simultaneidad como se puede ver en la tabla siguiente:

Factor de simultaneidad según el número de viviendas	
16	12,5
17	13,1
18	13,7
19	14,3

Tabla 1: Factor de simultaneidad según el número de viviendas [1].

De modo que cada elemento consumirá la siguiente potencia:

- **Línea 1:** (bloque de viviendas + servicios generales + alumbrado público)

$$P_{L1} = 12,5 \times 9,2 + 20 + 5 = 140 \text{ kW}$$

- **Línea 2:** (bloque de viviendas + servicios generales + alumbrado público)

$$P_{L2} = 13,7 \times 9,2 + 20 + 5 = 151 \text{ kW}$$

- **Línea 3:** (conjunto de 16 viviendas unifamiliares + servicios generales)

$$P_{L3} = 12,5 \times 9,2 + 30 = 145 \text{ kW}$$

La potencia total requerida será: $P_{total} = 140 + 151 + 145 = 436 \text{ kW}$

$$S_{total} = \frac{436}{0,8} = 545 \text{ kVA}$$

Por lo que el transformador normalizado más adecuado será el de **630 kVA**.

La ubicación del CTENP se fijará de común acuerdo entre el peticionario y la empresa instaladora, respetando las consideraciones de carácter eléctrico y otras relacionadas con la explotación y mantenimiento de dicho CTENP, además no se permitirán emplazamientos que dificulten el tendido de líneas subterráneas y/o que obliguen a cruzar espacios privados o comunes situados en el interior de la edificación.

Se accederá al CTENP directamente desde la vía pública con la correspondiente servidumbre de paso, dicho acceso al interior será exclusivo para el personal autorizado. Para permitir un fácil desplazamiento de elementos pesados que formen parte del CTENP, los accesos tendrán la correspondiente señalización de “prohibido aparcar”.

Las dimensiones de CTENP deberán permitir el movimiento y la colocación de la maquinaria necesaria para la colocación de la instalación eléctrica y la ejecución de obras en su interior a lo largo de su vida útil.

Se proyectará además una instalación de paneles fotovoltaicos que inyectará energía a la red. Dicha instalación deberá cumplir con el REBT, en especial su Instrucción complementaria ITC BT 40 Instalaciones Generadoras de Baja Tensión Interconectadas a red de distribución en su parte de Baja Tensión.

La instalación será lo más simplificada posible, silenciosa, de larga duración, de elevada fiabilidad en su uso y que requiera un bajo nivel de mantenimiento sin producir emisiones contaminantes al medio.

Dicha parcela se encontrará ubicada en la parcela nº 100 del polígono 511 del Término Municipal de Valdeolivas (Cuenca). Se podrá ver su ubicación de forma detallada en los planos adjuntos del Documento nº 5.

6. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL PROYECTO.

6.1. CARACTERÍSTICAS DE LA LÍNEA.

6.1.1. CATEGORÍA DE LA LÍNEA.

De acuerdo con lo establecido en el ITC-RAT, atendiendo a las tensiones nominales la instalación objeto del proyecto pertenece a la tercera categoría, tensión nominal igual o inferior a 30 kV y superior a 1 kV.

6.1.2. RED DE MEDIA TENSIÓN.

Líneas eléctricas aéreas de hasta 20 kV.

La instalación objeto del presente proyecto queda definida por las siguientes características.

Actuación 1	
Tensión nominal [kV]	20
Nº de circuitos	1
Conductor tipo/sección [mm ²]	LA-110/116,20
Intensidad máxima admisible [A]	315
Aislamiento	Polimérico
Origen	Salmerón (Guadalajara)
Final	Valdeolivas (Cuenca)
Longitud total [m]	6.491
Nº apoyos	48

Tabla 2: Características línea eléctrica aérea M.T.

Líneas eléctricas subterráneas MT.

La instalación objeto del presente proyecto queda definida por las siguientes características en las diferentes actuaciones subterráneas.

Actuación 1			
Tensión nominal [kV]	20		
Nº de circuitos	1		
Conductor tipo/sección [mm ²]	RHZ1/OL 12/20//150		
Intensidad máxima admisible [A]	315		
Aislamiento	Polimérico		
Origen	Apoyo nº 48		
Final	C/ Ana de María	X: 546.664	
		Y: 4.483.522	
Longitud total [m]	54,60		

Tabla 3: Características línea eléctrica subterránea M.T.

Actuación 2			
Tensión nominal [kV]	20		
Nº de circuitos	1		
Conductor tipo/sección [mm ²]	RHZ1/OL 12/20//150		
Intensidad máxima admisible [A]	315		
Aislamiento	Polimérico		
Origen	C/ Ana de maría	X: 546.664	
		Y: 4.483.524	
Final	C/ Los milagros	X: 546.694	
		Y: 4.483.522	
Longitud total [m]	30,95		

Tabla 4: Características línea eléctrica subterránea M.T.

Actuación 3			
Tensión nominal [kV]	20		
Nº de circuitos	1		
Conductor tipo/sección [mm ²]	RHZ1/OL 12/20//150		
Intensidad máxima admisible [A]	315		
Aislamiento	Polimérico		
Origen	C/ Los milagros	X: 546.694	
		Y: 4.483.522	
Final	C/ Los milagros	X: 546.700	
		Y: 4.483.522	
Longitud total [m]	5,21		

Tabla 5: Características línea eléctrica subterránea M.T.

Actuación 4		
Tensión nominal [kV]	20	
Nº de circuitos	1	
Conductor tipo/sección [mm^2]	RHZ1/OL 12/20//150	
Intensidad máxima admisible [A]	315	
Aislamiento	Polimérico	
Origen	C/ Los milagros	X: 546.700 Y: 4.483.522
Final	Parque Juan Auñón	X: 546.702 Y: 4.483.522
Longitud total [m]	2	

Tabla 6: Características línea eléctrica subterránea M.T.

Actuación 5		
Tensión nominal [kV]	20	
Nº de circuitos	1	
Conductor tipo/sección [mm^2]	RHZ1/OL 12/20//150	
Intensidad máxima admisible [A]	315	
Aislamiento	Polimérico	
Origen	Parque Juan Auñón	X: 546.700 Y: 4.483.522
Final	C.T. 16C491	X: 546.713 Y: 4.483.521
Longitud total [m]	12,12	

Tabla 7: Características línea eléctrica subterránea M.T

Actuación 6		
Tensión nominal [kV]	20	
Nº de circuitos	1	
Conductor tipo/sección [mm^2]	RHZ1/OL 12/20//150	
Intensidad máxima admisible [A]	315	
Aislamiento	Polimérico	
Origen	C.T. 16C491	X: 546.713 Y: 4.483.521
Final	Interior C.T. 16C491	X: 546.713 Y: 4.483.520
Longitud total [m]	1	

Tabla 8: Características línea eléctrica subterránea M.T.

1.1.1. RED DE BAJA TENSIÓN.

La red de Baja Tensión estará compuesta exclusivamente por tramos de línea subterránea que interconectarán el centro de transformación con las edificaciones de viviendas y el parque de generación de energía fotovoltaica.

Actuación 1	
Tensión nominal [V]	3x(400/230)
Nº de circuitos	1
Conductor tipo/sección [mm²]	XZ1 0,6/1 Kv // 300
Intensidad máxima admisible [A]	455
Aislamiento	Polimérico XLPE
Origen	C.T. Valdeolivas 16C491
Final	C/ Parque Juan Auñón
Longitud total [m]	20,26

Tabla 9: Características línea eléctrica subterránea B.T.

Actuación 2	
Tensión nominal [V]	3x(400/230)
Nº de circuitos	1
Conductor tipo/sección [mm²]	XZ1 0,6/1 Kv // 240
Intensidad máxima admisible [A]	390
Aislamiento	Polimérico XLPE
Origen	C.T. Valdeolivas 16C491
Final	C/ Parque Juan Auñón C/ Los milagros
Longitud total [m]	84,53

Tabla 10: Características línea eléctrica subterránea B.T.

Actuación 3	
Tensión nominal [V]	3x(400/230)
Nº de circuitos	1
Conductor tipo/sección [mm²]	XZ1 0,6/1 Kv // 150
Intensidad máxima admisible [A]	290
Aislamiento	Polimérico XLPE
Origen	C/ Los milagros
Final	C/ Los milagros
Longitud total [m]	12,78

Tabla 11: Características línea eléctrica subterránea B.T.

Actuación 4	
Tensión nominal [V]	3x(400/230)
Nº de circuitos	1
Conductor tipo/sección [mm²]	XZ1 0,6/1 Kv // 95
Intensidad máxima admisible [A]	200
Aislamiento	Polimérico XLPE
Origen	C/ Los milagros
Final	C/ Los milagros
Longitud total [m]	54,83

Tabla 12: Características línea eléctrica subterránea B.T.

Actuación 5	
Tensión nominal [V]	3x(400/230)
Nº de circuitos	1
Conductor tipo/sección [mm²]	XZ1 0,6/1 Kv // 50
Intensidad máxima admisible [A]	125
Aislamiento	Polimérico XLPE
Origen	C/ Los milagros
Final	Servicios generales
Longitud acometidas [m]	16x1
Longitud total [m]	142,34

Tabla 13: Características línea eléctrica subterránea B.T.

6.2. CARACTERÍSTICAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

6.2.1. CARACTERÍSTICAS ELÉCTRICAS.

Las características asignadas del transformador prefabricado *PFU-3 24 kV.* del fabricante *Ormazabal* se muestran en la siguiente tabla.

Características técnicas del transformador		
Potencia asignada [kVA]		630
Tensión más elevada para los arrollamientos [kV]	Arrollamiento primario [kV]	24
	Arrollamiento secundario (tensión en vacío) [kV]	1,1
Tensión nominal asignada [kV]	Arrollamiento primario [kV]	20
	Arrollamiento secundario (tensión en vacío) [kV]	0,42
Grupo de conexión		Dyn 11
Tensión soportada a impulsos tipo rayo (valor de cresta) [kV]	Arrollamiento primario [kV]	125
	Arrollamiento secundario [kV]	30
Tensión soportada a f.i. durante 1 minuto [kV]	Arrollamiento primario [kV]	50
	Arrollamiento secundario [kV]	10
Impedancia de cortocircuito a temperatura de 75°C		4%
Pérdidas en vacío máximas [W]		860
Pérdidas en carga máximas a 75°C [W]		5.400
Nivel máximo de potencia acústica [dB(A)]		58

Tabla 14: Características técnicas del transformador *Ormazabal* de 630 kVA de potencia según el catálogo CA-109-ES-1311 del fabricante *Ormazabal* [11].

6.2.2. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.

Se tomará como elección para la disposición de las instalaciones eléctricas en el interior del CTENP la variante nº 1 *Centro de transformación sin envolvente*, en el que las celdas del lado de Alta Tensión, transformador y cuadro de baja son elementos independiente y están conectados entre sí mediante cables.

La aparamenta que describe la instalación eléctrica es la siguiente:

- **Conductores para la conexión entre celdas y el transformador.** Lo constituirán cables de aluminio con aislamiento seco termoestable XLPE. Los conectores terminales serán enchufables y cumplirán con lo especificado en la Norma UNE-EN 50181. Además el radio de curvatura proyectado será de 15D, siendo D el diámetro del cable.
- **Celdas de Alta Tensión.** Los tipos de celdas que se instalarán serán compactas prefabricadas bajo envolvente metálica, con corte y aislamiento en atmósfera de SF_6 y serán las que se mencionan a continuación:

- Celdas de línea: utilizadas en operaciones de maniobra en Alta Tensión y conectadas a los cables de entrada o salida que formarán el circuito de alimentación al CTENP.
 - Celdas de protección: serán utilizadas en las funciones de maniobra y protección del transformador.
- **Transformadores.** Serán trifásicos de clase B2, cuyas características cumplirán con lo especificado en la Norma UNE-EN 60694.
- **Conductores para la conexión entre transformador y cuadro de B.T.** La unión entre las bornas del transformador y el cuadro de protección de B.T. se llevará a cabo por medio de conductores aislados unipolares de aluminio del tipo XZ1 0,6/1kV. la sección será de 240 mm^2 y el número de cables tanto para las fases como para el neutro vendrá determinado por la potencia del transformador como se muestra en la tabla siguiente.

Tipo de cable	Sección [mm ²]	Nº de cables		
		Potencia del transformador [kVA]		
		250	400	630
XZ1 0,6/1 kV	240	1xfase	2xfase	3xfase
		1xneutro	1xneutro	2xneutro

Tabla 15: Número de cables por fase y neutro según la potencia del transformador [5].

- **Cuadros de Baja Tensión.** El CTENP estará dotado de un cuadro de distribución cuya función será la de recibir corriente del circuito principal de B.T. y distribuirlo a un determinado número de circuitos individuales, además de alimentar en Baja Tensión a los equipos auxiliares del CTENP.
- Se tratará de un cuadro modular de distribución en B.T. de 4 salidas.
- **Protección contra sobrecargas.** Se realizará mediante un termómetro de contactos que al alcanzar una determinada temperatura máxima enviará una orden de disparo al seccionador en carga de la celda de M.T. de protección a través de una bobina alimentada a 220 V c/a.
- **Protección contra cortocircuitos.** La celda de protección irá equipada con tres cortacircuitos fusibles de calibre 40 A y alto poder de corte, que en caso de fusión de alguno de ellos provoque un disparo trifásico.

6.2.3. ALUMBRADO.

En el interior del CTENP se dispondrá de un punto de alumbrado magnético debidamente protegido. Incluirá el cableado y centralización desde el cuadro de Baja Tensión con una bombilla de al menos 60 W.

Los puntos de luz se colocarán de forma que se puedan sustituir las lámparas sin peligro de entrar en contacto con otros elementos en tensión, cuyos interruptores irán ubicados en puntos próximos a las puertas de acceso.

6.3. CARACTERÍSTICAS PARQUE DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICO.

Datos recogidos del entorno.

Las coordenadas del lugar en el que se va a situar la instalación son:

- Latitud: 40° 30' 11.9"N
- Longitud: 02° 26' 49.2"W

Se recogerán los datos mensuales estimados de radiación solar, además de la franja esperada de máxima variabilidad para el Término Municipal de Valdeolivas.

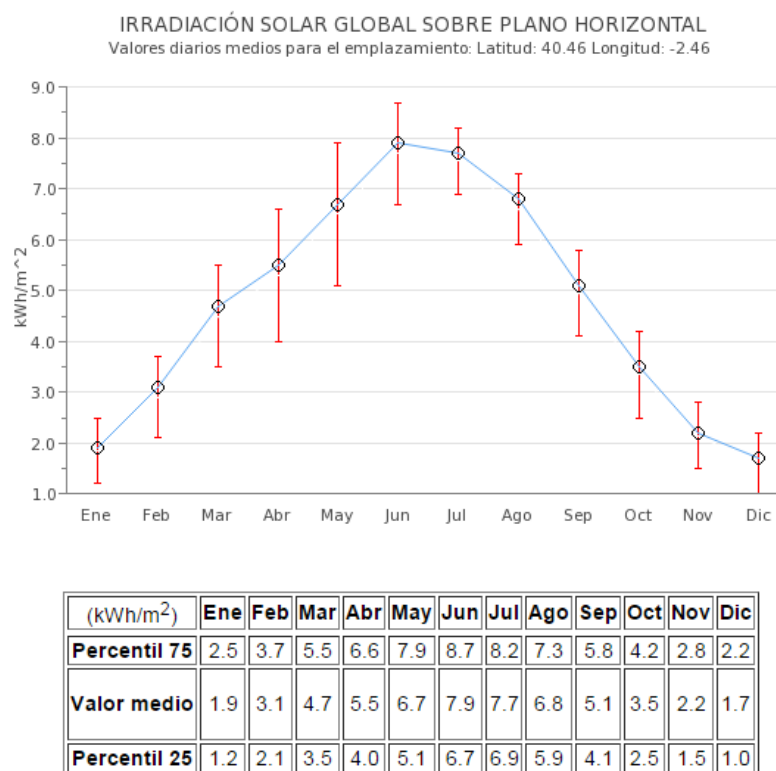


Figura 1: Valores diarios medios de irradiación global para el emplazamiento dado [14].

El valor de irradiación global para esta zona es de **4,8 kWh/m²día**

Instalación fotovoltaica.

Como se ha determinado el Documento nº 2: Cálculos, apartado 5.1 la instalación se dispone con módulos fotovoltaicos conectados en serie y en paralelo. El inversor tiene un

máximo de 4 entradas, por lo que cada entrada constará de un total de 204 módulos fotovoltaicos con la siguiente disposición:

- 12 filas de módulos conectados en paralelo.
- 17 módulos conectados en serie por cada fila.

Los módulos se colocarán orientados hacia el sur y con un ángulo de inclinación de modo que permita conseguir la mayor radiación solar anual. El ángulo óptimo para la ubicación de las instalaciones fotovoltaicas en función de la latitud será:

$$\theta_{opt} = 3,7 + 0,6 \cdot |\beta| = 27,7^\circ$$

Siendo $|\beta|$ el valor absoluto de la latitud del lugar expresado en grados.

Sin embargo el software *PVsyst* corrige dicha inclinación a un ángulo óptimo de 35° , que será el valor que se usará en los sucesivos cálculos.

7. AFECCIONES.

La instalación objeto del presente estudio afecta a los siguientes organismos:

- Ayuntamiento de Salmerón.
- Ayuntamiento de Valdeolivas.
- Junta de Comunidades de Castilla La Mancha, Consejería de Fomento. Dirección General de Carreteras.
- Diputación Provincial de Guadalajara. Servicios de Arquitectura y Urbanismo en Infraestructuras Provinciales.
- Diputación provincial de Cuenca. Infraestructuras y Equipamientos Locales.
- Confederación Hidrográfica del Tajo.
- Telefónica.

8. CRUZAMIENTOS Y PARALELISMOS.

8.1. LÍNEAS AÉREAS.

La relación de cruzamientos, paralelismos y demás situaciones que se producen como consecuencia del trazado de la línea aérea son los que se reflejan en los planos de obra eléctrica del documento Nº5: Planos y de las cuales se refiere a continuación.

Nº de cruzamiento	Apoyos	Vano [m]	Organismo afectado	Delegación	Descripción
1	1-2	138	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de servicio
2	1-2	138	Telefónica	Guadalajara	Línea de teléfono
3	1-2	138	Confederación Hidrográfica del Tajo	Guadalajara	Río Garay
4	2-3	159	Ayuntamiento	Salmerón	Camino
5	6-7	115	Ayuntamiento	Salmerón	Camino
6	7-8	146	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
7	8-9	140	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
8	9-10	132	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
9	9-10	132	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
10	11-12	129	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
11	12-13	160	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
12	14-15	69	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
13	17-18	145	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
14	18-19	142	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
15	19-20	143	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
16	24-25	130	Ayuntamiento	Salmerón	Camino de Santiago
17	26-27	134	Ayuntamiento	Salmerón	Camino
18	32-33	96	Ayuntamiento	Valdeolivas	Camino de Santiago
19	33-34	279	Diputación provincial de Cuenca	Cuenca	CM-2166 P.K.1+726
20	34-35	140	Ayuntamiento	Valdeolivas	Camino de Santiago
21	34-35	140	Confederación Hidrográfica del Tajo	Cuenca	Arroyo Valdemuñón
22	42-43	139	Telefónica	Cuenca	Línea de teléfono
23	42-43	139	Junta de Comunidades de Castilla la Mancha	Consejería de Fomento. Dirección Gral. De Carreteras	CM-2023 P.K.9+031
24	43-44	153	Ayuntamiento	Valdeolivas	Camino
25	45-46	86	Ayuntamiento	Valdeolivas	Camino
26	46-47	187	Diputación provincial de Cuenca	Cuenca	CUV-9002 P.K.0+354

Tabla 16: Relación de cruzamientos y paralelismos a lo largo del trazado de la línea aérea de M.T.

No existen paralelismos en el recorrido de la traza.

8.1.1. DISTANCIA VERTICAL Y HORIZONTAL DEL CRUZAMIENTO.**Carreteras MT.**

La mínima distancia vertical entre los conductores de la línea eléctrica y carreteras, en las condiciones más desfavorables viene dada por el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias [2].

$$D = D_{add} + D_{el} \quad (1)$$

Con un mínimo de 7 metros.

Siendo:

D Distancia vertical mínima de los conductores sobre rasante.

D_{add} Distancia adicional. Según reglamento $D_{add} = 6,3 \text{ metros}$ para líneas de categoría no especial.

D_{el} Distancia de aislamiento en el aire.

Por lo tanto la distancia será:

$$D = 6,30 + 0,22 = 6,52 \text{ metros} \rightarrow 7 \text{ metros mínimo}$$

La distancia horizontal que se debe guardar se tendrá en cuenta las consideraciones especificadas en el apartado 5.7 de la ITC-LAT 07. La línea límite de la edificación será la situada a 25 metros para el resto de carreteras de la Red de Carreteras del Estado que no sean autopistas, autovías y vías rápidas.

La descripción se detalla en la tabla siguiente.

Nº cruzamiento	Apoyos	Vano [m]	Dist. Vertical real [m]	Dist. Vertical teórica [m]	Dist. Horizontal real [m]	Dist. Horizontal teórica [m]
19	33-34	279	12,79	7	114,61	25
23	42-43	139	9,86	7	49,27	25
26	46-47	187	10,39	7	27,91	25

Tabla 17: Distancias verticales y horizontales de seguridad con carreteras en la línea aérea de M.T.

Como se puede comprobar en la tabla y en los planos adjuntos en el Documento 5, la línea proyectada cumple con todas las condiciones requeridas.

Terreno, caminos, sendas y cursos de agua no navegables.

La mínima distancia vertical entre los conductores de la línea eléctrica en las condiciones más desfavorables viene dada por el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias [2]. Como en el caso anterior la expresión será igual a (1):

$$D = D_{add} + D_{el}$$

Con un mínimo de 6 metros.

Como se observa en los planos y en la tabla todas las distancias cumplen con lo establecido en el reglamento.

Nº cruzamiento	Descripción	Apoyos	Vano [m]	Distancia vertical real [m]	Distancia vertical teórica [m]
1	Camino de Servicio	1-2	138	9,54	6
3	Rio Garay	1-2	138	18,43	6
4	Camino	2-3	159	10,24	6
5	Camino	6-7	115	10,21	6
6	Camino de Santiago	7-8	146	11,09	6
7	Camino de Santiago	8-9	140	9,54	6
8	Camino de Santiago	9-10	132	8,95	6
9	Camino de Santiago	9-10	132	7,74	6
10	Camino de Santiago	11-12	129	9,85	6
11	Camino de Santiago	12-13	160	10,09	6
12	Camino de Santiago	14-15	69	10,77	6
13	Camino de Santiago	17-18	145	10,24	6
14	Camino de Santiago	18-19	142	9,67	6
15	Camino de Santiago	19-20	143	9,56	6
16	Camino de Santiago	24-25	130	9,48	6
17	Camino	26-27	134	9,16	6
18	Camino de Santiago	32-33	96	10,77	6
20	Camino de Santiago	34-35	140	16,85	6
21	Arroyo de Valdemuñón	34-35	140	16,09	6
24	Camino	43-44	153	9,15	6
25	Camino	45-46	86	10,14	6

Tabla 18: Distancias verticales y horizontales de seguridad con caminos, sendas y cursos de agua no navegables en la línea aérea de M.T.

Se puede concluir que la línea cumple sobradamente con los requerimientos para este punto.

Líneas aéreas MT.

La distancia entre los conductores de la línea inferior y las partes más próximas de los apoyos de la línea superior no deberá ser inferior a [2]:

$$D = D_{add} + D_{el}$$

Con un mínimo de 2 metros.

La mínima distancia vertical entre los conductores de fase de ambas líneas en las condiciones más desfavorables, no deberá ser inferior a:

$$D = D_{add} + D_{pp} \quad (2)$$

Siendo D_{pp} y la distancia eléctrica según tabla 15 del punto 5.2 ITC-LAT-07. $D_{pp} = 0,25 \text{ m}$

Nº cruzamiento	Apoyos	Vano [m]	Dist. Vertical real [m]	Dist. Vertical teórica [m]	Dist. Horizontal real [m]	Dist. Horizontal teórica [m]
2	1-2	138	9,30	2	59,84	2
22	42-43	139	4,10	2	35,73	2

Tabla 19: Distancias verticales y horizontales de seguridad con otras líneas eléctricas en la línea aérea de M.T.

Todos los puntos se encuentran dentro de la normativa vigente.

8.2. LÍNEAS SUBTERRÁNEAS.

El trazado de las líneas se realizará de acuerdo con las siguientes consideraciones [7]:

- La longitud de la canalización será lo más corta posible.
- Se ubicará, preferentemente, salvo casos excepcionales, en terrenos de dominio público, bajo acera, evitando los ángulos pronunciados.
- El radio interior de curvatura, después de colocado el cable, será, como mínimo, de 10 (D+d), siendo D el diámetro exterior del cable y d el diámetro del conductor.

8.2.1. CRUZAMIENTOS.

En los cruces con los servicios habituales en el subsuelo se guardará una distancia prudencial frente a futuras maniobras. Cuando puedan aparecer dificultades en el servicio

como en el caso de otros cables eléctricos, conducciones de agua, gas, etc. Será conveniente la colocación para el cruzamiento de un tramo tubular mínimo de 2m.

En el caso de la línea de M.T. objeto del presente proyecto se produce un cruzamiento con un tramo de línea subterránea de baja tensión en el punto con coordenadas:

Coordenadas ETRS89	
X	546.693
Y	4.483.522

En los cruzamientos con calles y carreteras los cables deberán ir entubados a una profundidad mínima de 80 cm. Los tubos serán resistentes, duraderos y estarán hormigonados en todo su recorrido y tendrán un diámetro de 160 mm que permita deslizar los cables por su interior fácilmente. En todo caso deberá tenerse en cuenta lo especificado por las normas y ordenanzas vigentes, que correspondan.

Siempre que sea posible el cruce se llevará a cabo perpendicular a la vía.

En el caso de la línea de media tensión se tiene un cruzamiento de calzada y otro en acera normalizada a lo largo de su recorrido desde el paso aéreo-subterráneo hasta el centro de transformación, dichos cruzamientos tienen las siguientes características.

Nº de cruzamiento	Tipo de vía	Pavimento	Longitud del cruzamiento [m]
1	calzada	Hormigón asfáltico-firme	5,21
2	acera	Loseta hidráulica-firme	2

Tabla 20: Cruzamientos entre líneas eléctricas subterráneas.

La reposición del pavimento se hará de acuerdo a lo especificado en el Documento nº 4: Pliego de Condiciones y a las tablas de los planos de Obra Civil adjuntos en el Documento nº 5 Planos.

8.2.2. PARALELISMOS.

Los cables subterráneos de M.T. deberán cumplir ciertas condiciones, procurando evitar que los cables conductores queden en el mismo plano vertical que el resto de conducciones.

Los cables de M.T. podrán instalarse de forma paralela a otros cables de B.T. o A.T. manteniendo entre ellos una distancia mínima de 25cm. Siempre y cuando no pueda respetarse dicha distancia, los cables se instalarán bajo tubo normalizado.

En el caso de paralelismos entre los cables de M.T. y líneas de telecomunicación subterráneas, estos cables deben estar a la mayor distancia posible entre sí. Siempre que los cables, tanto los de telecomunicación como los conductores eléctricos vayan directamente enterrados, la distancia mínima será de 20cm. En los casos en los que no pueda respetarse esta distancia los cables se instalarán bajo tubo normalizado.

Los paralelismos que se dan a lo largo de la línea de M.T. del presente proyecto son los que se muestran en la siguiente tabla.

Nº de paralelismo	Descripción	Longitud del paralelismo [m]
1	Líneas eléctricas de B.T.	21,72
2	Líneas de telecomunicación subterráneas	106
3	Conducciones de agua	31

Tabla 21: Paralelismos a lo largo del recorrido de la línea subterránea de M.T.

DOCUMENTO Nº 2

CÁLCULOS

ÍNDICE.

1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA AÉREA.	1
1.1. INTENSIDAD NOMINAL DE DISEÑO.	1
1.2. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.	1
1.2.1. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN FUNCIÓN DE LA DENSIDAD DE CORRIENTE.	1
1.2.2. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO.	2
1.3. RESISTENCIA DEL CONDUCTOR.	3
1.4. REACTANCIA DEL CONDUCTOR.	3
1.5. CAÍDA DE TENSIÓN.	4
1.6. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR.	5
1.6.1. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA INTENSIDAD MÁXIMA.	6
1.6.2. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.	6
1.7. PÉRDIDAS DE POTENCIA.	7
2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA 20 KV.	8
2.1. INTENSIDAD NOMINAL DE DISEÑO.	8
2.2. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.	9
2.2.1. DENSIDAD DE CORRIENTE.	9
2.2.2. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO.	9
2.3. RESISTENCIA.	9
2.4. REACTANCIA.	10
2.5. CAPACIDAD.	10
2.6. CAÍDA DE TENSIÓN.	11
2.7. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR.	12
2.7.1. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA CORRIENTE ADMISIBLE.	12
2.7.2. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.	13
2.8. PÉRDIDA DE POTENCIA.	13
3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA B.T.	14
3.1. DIVISIÓN DE POTENCIAS.	14
3.2. INTENSIDAD DE CONSUMO.	15
3.3. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.	15
3.4. RESISTENCIA.	17
3.5. REACTANCIA.	17
3.6. CAÍDA DE TENSIÓN.	18
3.7. PÉRDIDA DE POTENCIA.	19
4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	20

4.1.	CORRIENTES NOMINALES.	20
4.1.1.	LADO DE ALTA TENSIÓN.	20
4.1.2.	LADO DE BAJA TENSIÓN.	21
4.2.	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.	21
4.2.1.	LADO DE ALTA TENSIÓN.	21
4.2.2.	LADO DE BAJA TENSIÓN.	21
4.3.	CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.	22
4.3.1.	INTENSIDAD DE DEFECTO.	22
4.3.2.	RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	23
4.3.3.	CONFIGURACIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.	24
4.3.4.	TENSIONES DE PASO.	25
4.3.5.	TENSIONES DE CONTACTO.	27
4.3.6.	CONDICIONES A CUMPLIR POR EL ELECTRODO ELEGIDO.	27
5.	CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	28
5.1.	CÁLCULO DE LA ASOCIACIÓN DE MÓDULOS.	28
5.2.	DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD ENTRE MÓDULOS.	29
5.3.	TENSIONES.	30
5.3.1.	TENSIÓN MÁXIMA DEL SISTEMA.	30
5.3.2.	TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA.	31
5.4.	CABLEADO B.T.	32
5.5.	PÉRDIDAS.	36
5.5.1.	PÉRDIDAS POR POSICIÓN Y SOMBREADO.	36
5.5.2.	PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.	37
5.5.3.	PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN DEL MÓDULO.	38
5.5.4.	PÉRDIDAS EN EL CABLEADO.	38
5.6.	PROTECCIONES.	39
5.6.1.	DIMENSIONADO DE FUSIBLES EN EL LADO DE CC.	39
5.6.2.	DIMENSIONADO DE INTERRUPTORES EN EL LADO DE AC.	39
5.7.	CÁLCULO ENERGÉTICO Y RENDIMIENTO.	40
5.7.1.	RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.	40
5.7.2.	ENERGÍA PRODUCIDA.	41
6.	CÁLCULOS MECÁNICOS EN LA LÍNEA AÉREA.	42
6.1.	APOYOS UTILIZADOS.	42
6.2.	CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS.	44
6.2.1.	APOYO DE ALTA.	47
6.3.	CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES	52
6.4.	TRACCIÓN MÁXIMA EN LOS CONDUCTORES.	54
6.5.	FLECHAS MÁXIMAS.	55
6.6.	TABLAS DE REGULACIÓN.	56
7.	DISTANCIAS DE SEGURIDAD.	61

7.1.	DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO. _____	61
7.2.	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES. _____	61
7.3.	DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA. _____	63
7.4.	ÁNGULOS DE OSCILACIÓN DE LAS CADENAS DE SUSPENSIÓN. _____	63

1. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA AÉREA.

En este apartado se incluirán los parámetros eléctricos de la línea aérea y el estudio de las caídas de tensión y de las pérdidas de potencia a lo largo de su recorrido.

1.1. INTENSIDAD NOMINAL DE DISEÑO.

La intensidad nominal para el diseño para la línea del presente proyecto se obtiene atendiendo a la potencia activa transportada, según la fórmula siguiente.

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot \cos\varphi} \quad (1)$$

Donde cada parámetro se refiere:

- U_0 Tensión al comienzo de la línea.
- P Potencia activa transportada por la línea, que corresponderá con la potencia del transformador.
- $\cos\varphi$ Factor de potencia, que en el caso que nos ocupa validar 0,8.

La potencia aparente del transformador es:

$$S = 630 \text{ kVA}$$

Por lo tanto, despejando la fórmula de factor de potencia podemos hallar la potencia activa que circulará por la línea aérea.

$$P = S \cdot \cos\varphi = 630 \times 10^3 \cdot 0,8 = 504 \text{ KW}$$

Con esta potencia resultante se obtiene la corriente nominal de diseño de la instalación.

$$I_n = \frac{504 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20 \times 10^3 \cdot 0,8} = 18,19 \text{ A}$$

1.2. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.

1.2.1. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE EN FUNCIÓN DE LA DENSIDAD DE CORRIENTE.

La intensidad máxima permanente que el conductor admite en las condiciones que se describe en la instalación se calcula a partir de la densidad de corriente máxima que aparece en las tablas del Artículo 22 de RLAT [8].

Densidad de corriente máxima [A/mm^2]	2,69
Corriente máxima admisible [A]	315

Dichos valores son los admitidos por cada conductor en régimen permanente, para una frecuencia de 50 Hz y corriente alterna, de modo que la corriente máxima admisible será.

$$I_{m\acute{a}x} = S \cdot \rho \quad (2)$$

Dónde:

- S es la sección del conductor expresada en mm^2 .
- ρ es la densidad de corriente que se muestra en la tabla.

$$I_{m\acute{a}x} = 116,2 \times 2,69 = 312,58 \text{ A}$$

Como se puede comprobar la corriente de diseño que circula por la instalación es muy inferior a la corriente máxima que admite el tipo de conductor seleccionado.

$$18,19 \text{ A} \ll 312,58 \text{ A}$$

1.2.2. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO.

Dicha intensidad será aquella que no provoque ninguna disminución de las características del material aislante que recubre los conductores, aunque se sucedan un número elevado de cortocircuitos a lo largo de un periodo de tiempo.

Para un conductor aluminio-acero la temperatura límite para que no se produzca una disminución de las características mecánicas es de 200°C. en concreto, para el LA-110 las intensidades de cortocircuito máximas admisibles (en kA) en función de la duración del fallo se recogen en la tabla siguiente [6]:

Conductor	Duración del cortocircuito [segundos]								
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,6	0,8	1,0	2,0	3,0
LA-110	34,76	24,58	20,07	17,38	14,19	12,29	10,99	7,77	6,35

Tabla 1: Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en función de la duración de una falta en el conductor aéreo LA-110 [6].

1.3. RESISTENCIA DEL CONDUCTOR.

La resistencia del conductor expresada en ohm/km es un parámetro que varía con la temperatura θ de funcionamiento de la línea. La tabla de características que el proveedor ofrece sobre el conductor seleccionado nos da el valor de la resistencia a una temperatura de $20^{\circ}C$.

$$R_{20^{\circ}C} = 0,3066 \text{ ohm/km}$$

Sin embargo vamos a operar a temperatura ambiente, lo que corresponde con $\theta = 25^{\circ}C$. Para lo cual se hace un cambio

$$R_{25^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} [1 + \alpha(\theta - 20^{\circ}C)] \quad (3)$$

Donde α es el coeficiente de variación de la resistencia del conductor con la temperatura que tiene un valor predeterminado:

$$\alpha = 4,03 \times 10^{-3} \text{ }^{\circ}C^{-1}$$

Sustituyendo los valores en la ecuación inicial se obtiene la resistencia por unidad de longitud que se usará en los sucesivos cálculos.

$$R_{25^{\circ}C} = 0,3066 [1 + 4,03 \times 10^{-3} (25^{\circ}C - 20^{\circ}C)] = 0,3128 \text{ ohm/km}$$

La resistencia total de la línea será la que corresponda a la longitud total $l = 6,491 \text{ km}$

$$R_{25^{\circ}C} = 0,3128 \times 6,491 = 2,030 \text{ ohm}$$

1.4. REACTANCIA DEL CONDUCTOR.

La reactancia por unidad de longitud de la línea se calcula según la siguiente expresión:

$$X = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot L \quad (4)$$

Donde f es la frecuencia de la red, que en España es de 50 Hz.

El parámetro L se trata del coeficiente de autoinducción que se calcula:

$$L = 0,5 + 4,605 \cdot \log \left(\frac{D}{R} \right) \cdot 10^{-4} \quad (5)$$

- D se trata de la separación media geométrica entre los conductores expresada en mm. Dicho valor viene determinado por las distancias que separan los conductores instalados en las crucetas elegidas.

Para los cálculos se han elegido el tipo de cruceta BR-1 utilizada en los apoyos de alineación y que ofrece una separación de los cables:

- d_1 distancia entre el conductor situado en el exterior y el situado en el centro de la cruceta.
- d_1 distancia entre el segundo conductor situado en el exterior y el que se encuentra en el centro de la cruceta.
- d_1 distancia entre los dos conductores situados en los extremos.

Todas estas distancias se expresan en mm de modo que la separación media geométrica es la siguiente:

$$D = \sqrt[3]{d_1 \cdot d_2 \cdot d_3} = \sqrt[3]{2000 \cdot 2000 \cdot 4000} = 2519,84 \text{ mm} \quad (6)$$

- R es el radio del conductor proporcionado por el fabricante expresado en mm, que en el conductor LA-110 es de 7mm.

Sustituyendo los parámetros hallamos el coeficiente de autoinducción (5).

$$L = 0,5 + 4,605 \cdot \log\left(\frac{2519,84}{7}\right) \cdot 10^{-4} = 0,001227 \text{ H/km}$$

Finalmente obtenemos la reactancia aparente de la línea con la ecuación inicial (4).

$$X = 2 \cdot \pi \cdot 50 \cdot 0,001227 = 0,3855 \text{ ohm/km}$$

La reactancia de la línea será:

$$X_l = 0,3855 \cdot l = 2,502 \text{ ohm}$$

1.5. CAÍDA DE TENSIÓN.

Como consecuencia de las cargas conectadas en la línea se producen unas caídas de tensión que deben ser tenidas en cuenta en los cálculos eléctricos. Para dicho cálculo se tendrán en cuenta la resistencia y reactancia calculadas en los apartados anteriores, despreciándose los efectos que producen la capacitancia y la perditancia.

Se supone que la carga está conectada al final de la línea, tomándose un tramo de esta a la hora de aplicar los cálculos, por lo que la caída de tensión total será la suma de las caídas de tensión en los tramos intermedios.

La fórmula que nos da la caída de tensión en la línea es la siguiente:

$$\Delta U = I \cdot l \cdot \sqrt{3} \cdot (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad (7)$$

Donde:

- I es la intensidad nominal de la línea calculada anteriormente.
- l es la longitud de la línea expresada en kilómetros.
- R es la resistencia de la línea por unidad de longitud.
- X es la reactancia de la línea por unidad de longitud.
- φ es el ángulo de desfase entre la tensión y la intensidad.

El ángulo φ de desfase se obtiene del factor de potencia.

$$\cos\varphi = 0,8 \rightarrow \varphi = \arccos(0,8) = 36,87^\circ$$

Por lo tanto, la caída de tensión en el tramo de línea aérea expresada en voltios será:

$$\Delta U = 18,19 \times 6,491 \times \sqrt{3} \times (0,3128 \times 0,8 + 0,3855 \times 0,6) = 98,48 \text{ V}$$

La caída de tensión máxima no puede superar el 5% de la tensión nominal de la línea, por lo que se calcula dicho porcentaje.

Se obtendrá a partir de la siguiente fórmula:

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot l}{10 \cdot U^2 \cdot \cos\varphi} (R \cdot \cos\varphi + X \cdot \sin\varphi) \quad (8)$$

Donde P será la potencia transportada expresada en kW. De este modo el porcentaje de caída de tensión compuesta resulta:

$$\Delta U(\%) = \frac{504 \times 6,941}{10 \times 20^2 \cdot 0,8} (0,3128 \times 0,8 + 0,3855 \times 0,6) = 0,526\%$$

Por lo que podemos decir que en este punto la instalación cumple sobradamente con la normativa.

$$0,526\% \ll 5\%$$

1.6. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR.

Dicha potencia viene limitada por la corriente máxima admisible en el conductor y por la caída de tensión máxima calculada en el apartado anterior que según el reglamento no deberá exceder el 5% de la tensión en el comienzo de la línea [26].

1.6.1. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA INTENSIDAD MÁXIMA.

La potencia máxima se determina a partir de la siguiente fórmula:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos\varphi \quad (9)$$

De dicha ecuación conocemos todos los valores, pues han sido descritos con anterioridad. $I_{m\acute{a}x}$ será la máxima intensidad admisible por el cable utilizado, en nuestro caso será el LA-110, cuyo valor de intensidad máxima admisible viene dado por el fabricante y es de 260 A.

U_{comp} es la tensión compuesta en el extremo final de la línea expresada en kV. Dicha tensión resultará de la resta entre la tensión máxima que se tiene al comienzo de la línea y la caída que se produce por efecto de las resistencias:

$$U_{comp} = 20 - 0,09848 = 19,90 \text{ kV}$$

De este modo la potencia máxima que se puede transportar por la línea resulta:

$$P_{m\acute{a}x} = \sqrt{3} \times 20 \times 260 \times 0,8 = 7.205,33 \text{ kW}$$

La potencia que se transporta por la línea es:

$$P = S \cdot \cos\varphi = 630 \times 10^3 \cdot 0,8 = 504 \text{ kW}$$

De modo que podemos considerar adecuado el conductor seleccionado, pues la potencia que se transporta por la línea es menor a la máxima que se puede transportar:

$$504 \text{ kW} < 7.205,33 \text{ kW}$$

1.6.2. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.

Como ya se ha dicho, la caída de tensión que se produce no debe superar el 5% de la tensión de la línea. La potencia que se podrá transportar en función de la longitud de la línea y de la caída de tensión viene determinada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{10 \cdot U^2}{(R + X \cdot \tan\varphi) \cdot L} \Delta U(\%) \quad (10)$$

Donde los parámetros han sido determinados en apartados anteriores (los valores de resistencia y reactancia son expresados por fase), de modo que la potencia resultará:

$$P = \frac{10 \times 20^2}{(0,3128 + 0,3855 \times 0,75) \times 6,941} \times 5 = 4.787,02 \text{ kW}$$

De este modo se tomará como potencia máxima a transportar el caso más restrictivo, que para nuestra línea es la que ha sido calculada en función de la caída de tensión.

$$P_{\max(LA-110)} = 4.787,02 \text{ kW} > 504 \text{ kW}$$

1.7. PÉRDIDAS DE POTENCIA.

Las pérdidas que se producen por efecto Joule vienen determinadas por la fórmula siguiente:

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot l \cdot I^2 \quad (11)$$

Donde:

ΔP es la variación de potencia expresada en vatios.

R es la resistencia del conductor por fase.

l será la longitud de la línea aérea expresada en km.

I será la intensidad nominal de la línea calculada en el apartado 1.1.

De este modo conocemos todos los parámetros para el cálculo de la variación de potencia, que resulta:

$$\Delta P = 3 \times 0,3128 \times 6,491 \times 18,19^2 = 2.015,42 \text{ W} \rightarrow 2,015 \text{ kW}$$

Pasamos a calcular ahora la pérdida de potencia por efecto Joule expresada en tanto por ciento, que resultará de la siguiente expresión:

$$\Delta P(\%) = \frac{P \cdot l \cdot R}{10 \cdot U^2 \cdot \cos^2 \varphi} \quad (12)$$

Donde:

P es la potencia transportada por la línea, calculada en el apartado 1.1.

El resto de parámetros han sido descritos y calculados en apartados anteriores, por lo que el porcentaje de pérdida de potencia resulta:

$$\Delta P(\%) = \frac{504 \times 6,491 \times 0,3128}{10 \times 20^2 \times 0,8^2} = 0,4 \%$$

2. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA 20 KV.

En este apartado se incluirán los parámetros eléctricos de la línea subterránea y se suceden los cálculos para comprobar su validez y correcto funcionamiento.

2.1. INTENSIDAD NOMINAL DE DISEÑO.

La intensidad nominal para el diseño para la línea subterránea del presente proyecto se obtiene atendiendo a la potencia activa transportada, que será la misma que en el caso de la línea aérea (1).

$$I_n = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_0 \cdot \cos\varphi}$$

Donde cada parámetro se refiere:

- U_0 Tensión al comienzo de la línea.
- P Potencia activa transportada por la línea, que corresponderá con la potencia del transformador.
- $\cos\varphi$ Factor de potencia, que en el caso que nos ocupa validar 0,8.

La potencia aparente del transformador es:

$$S = 630 \text{ kVA}$$

Por lo tanto, despejando la fórmula de factor de potencia podemos hallar la potencia activa que circulará por la línea aérea.

$$P = S \cdot \cos\varphi = 630 \times 10^3 \cdot 0,8 = 504 \text{ KW}$$

Con esta potencia resultante se obtiene la corriente nominal de diseño de la instalación.

$$I_n = \frac{504 \times 10^3}{\sqrt{3} \cdot 20 \times 10^3 \cdot 0,8} = 18,19 \text{ A}$$

2.2. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.

2.2.1. DENSIDAD DE CORRIENTE.

Según el fabricante, la máxima intensidad que admite el cable enterrado es de 315 A como se puede comprobar en la tabla 2 del Documento nº4: Pliego de Condiciones.

Podemos obtener la densidad de corriente admisible a partir de la sección del conductor mediante la expresión (2):

$$\rho = \frac{I_{sub_m\acute{a}x}}{S} = \frac{315}{150} = 2,10 \text{ A/mm}^2$$

2.2.2. INTENSIDAD MÁXIMA DE CORTOCIRCUITO.

Será la intensidad que no provoque una disminución de las características de aislamiento de los conductores, incluso después de un número elevado de cortocircuitos [26]. Se la calcula admitiendo que el calentamiento de los conductores se realiza en un sistema adiabático y para una temperatura máxima admitida por el aislamiento de 250°C.

De este modo se pueden obtener las diferentes corrientes de cortocircuito que admite el cable seleccionado para diferentes tiempos de duración de un cortocircuito.

Sección [mm ²]	Duración del cortocircuito [segundos]								
	0,1	0,2	0,3	0,5	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0
150	44,1	30,5	25,5	19,8	14,0	11,4	9,9	8,9	8,1

Tabla 2: Intensidades de cortocircuito máximas admisibles en función de la duración de una falta en el conductor subterráneo RHZ1/OL 12/20 kV [7].

2.3. RESISTENCIA.

En la tabla de características del conductor RHZ1/OL 12/20 kV la resistencia obtenida por el fabricante a partir de ensayos es:

$$R_{sub_ (20^{\circ}C)} = 0,206 \text{ } \Omega/\text{km}$$

Por lo tanto la resistencia total de la línea subterránea proyectada teniendo en cuenta que la longitud de esta será $l = 0,106 \text{ km}$

$$R_{subT_{(20^{\circ}C)}} = 0,206 \times 0,106 = 21,84 \times 10^{-3} \Omega$$

Sin embargo la resistencia del conductor, en ohmios por kilómetro, varía con la temperatura de funcionamiento de la línea. A partir de la expresión de cambio de condiciones (3) se haya el valor de la resistencia lineal a una temperatura máxima de $90^{\circ}C$.

$$R_{90^{\circ}C} = R_{20^{\circ}C} [1 + \alpha(\theta - 20^{\circ}C)]$$

Conductor	Sección nominal [mm ²]	$R_{m\acute{a}x}$ a $20^{\circ}C$ [Ω/km]	$R_{m\acute{a}x}$ a $90^{\circ}C$ [Ω/km]
RHZ1/OL 12/20 kV	150	0,206	0,267

2.4. REACTANCIA.

Del mismo modo que en el caso de la resistencia, se obtiene la resistencia total de la línea subterránea con los valores proporcionados por el proveedor.

$$X_{ind} = 0,110 \Omega/km$$

Por lo que la total resulta:

$$R_{indT} = 0,110 \times 0,106 = 11,66 \times 10^{-3} \Omega$$

2.5. CAPACIDAD.

Para cable con un único conductor la capacidad depende de:

- Las dimensiones del mismo.
- La permitividad o constante dieléctrica ϵ del aislamiento. Para el caso de cables de campo radial la capacidad será:

$$C = \frac{0,0241\epsilon}{\log \frac{D}{d}} \quad (13)$$

Siendo:

ε Una constante que dependerá del tipo de cable.

D Diámetro del aislante.

d Diámetro del conductor incluyendo la capa semi-conductora.

En el caso que ocupa a la instalación proyectada la capacidad que se obtiene será:

$$C = 0,257 \mu F / km$$

Por lo que la capacidad total resulta:

$$C_T = 0,257 \times 0,106 = 0,0272 \mu F$$

2.6. CAÍDA DE TENSIÓN.

Como se ha definido en el apartado 1.5. la caída de tensión será función de la resistencia y de la reactancia inductiva total de la línea (7).

La corriente nominal de dicho tramo subterráneo será constante, sin embargo al comienzo de la línea no se tienen los 20 kV iniciales, puesto que se debe tener en cuenta la caída de tensión que se produce en la línea aérea. Dicha caída ha sido calculada en apartados anteriores y resulta.

$$\Delta U_{LA} = 98,48 V$$

Por lo que la tensión al comienzo del tramo subterráneo será:

$$U_{sub} = 20 - 0,098,48 = 19,015 kV$$

Sustituyendo los valores correspondientes en la ecuación de la variación de tensión por los valores que proporciona el fabricante de la línea subterránea se obtiene la caída de tensión a lo largo del cable RHZ1/OL 12/20 kV.

$$\Delta U_{sub} = 18,19 \times 0,106 \times \sqrt{3} \times (0,206 \times 0,8 + 0,110 \times 0,6) = 0,363 V$$

La caída de tensión máxima no puede superar el 5% de la tensión nominal de la línea subterránea, por lo que se calcula dicho porcentaje.

Se obtendrá a partir de la siguiente fórmula (8):

$$\Delta U(\%) = \frac{P \cdot l}{10 \cdot U^2 \cdot \cos \varphi} (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi)$$

Donde P será la potencia transportada expresada en kW. De este modo el porcentaje de caída de tensión compuesta resulta:

$$\Delta U(\%) = \frac{504 \times 0,106}{10 \times 19,015^2 \cdot 0,8} (0,206 \times 0,8 + 0,110 \times 0,6) = 0,00274\%$$

Por lo que podemos decir que en este punto la instalación cumple sobradamente con la normativa.

$$0,00274\% \ll 5\%$$

2.7. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR.

La potencia máxima que la línea subterránea puede transportar se calcula en función de dos condiciones, estas son:

- Que no se supere la intensidad máxima que el tipo de conductor seleccionado puede transportar.
- Que la caída de tensión en el tramo de línea subterránea no supere un valor que sea del 5% de la tensión total.

De este modo se tendrán dos potencias a transportar.

2.7.1. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA CORRIENTE ADMISIBLE.

La potencia nominal utilizada será la que nos muestra la ecuación (9):

$$P_{sub_m\acute{a}x} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{m\acute{a}x} \cdot \cos\varphi$$

Donde:

U será la tensión compuesta al comienzo del tramo subterráneo.

$I_{m\acute{a}x}$ es la corriente máxima admisible que admite el cable RHZ1/OL 12/20 kV.

$$P_{sub_m\acute{a}x} = \sqrt{3} \times 19,953 \times 315 \times 0,8 = 8.709 \text{ kW}$$

La potencia que se transporta por la línea es:

$$P = S \cdot \cos\varphi = 630 \times 10^3 \cdot 0,8 = 504 \text{ kW}$$

De modo que podemos considerar adecuado el conductor seleccionado, pues la potencia que se transporta por la línea es menor a la máxima que se puede transportar:

$$504 \text{ kW} < 8.709 \text{ kW}$$

2.7.2. POTENCIA MÁXIMA A TRANSPORTAR EN FUNCIÓN DE LA CAÍDA DE TENSIÓN.

Por reglamento, la máxima caída de tensión que se admite en el conductor es un 5% .

La máxima potencia que se podrá transportar en el caso del presente proyecto en función de dicha caída de tensión viene determinada por la fórmula (10).

$$P = \frac{10 \cdot U^2}{(R + X \cdot \tan \varphi) \cdot L} \Delta U(\%)$$

Donde los parámetros han sido determinados en apartados anteriores (los valores de resistencia y reactancia son expresados por fase), de modo que la potencia resultará:

$$P = \frac{10 \times 19,953^2}{(0,206 + 0,11 \times 0,75) \times 0,106} \times 5 = 2.554 \text{ MW}$$

Como en el caso de la línea aérea, se tomará como potencia máxima a transportar el caso más restrictivo, que para nuestra línea es la que ha sido calculada en función de la máxima corriente admisible.

$$P_{\max(LA-110)} = 8.709 \text{ kW} > 504 \text{ kW}$$

2.8. PÉRDIDA DE POTENCIA.

La fórmula a aplicar para calcular la pérdida de potencia por efecto Joule (11):

Partiendo de los valores que se tienen para el conductor subterráneo, se puede obtener el valor de la variación de potencia:

$$\Delta P = 3 \times 0,206 \times 0,106 \times 18,19^2 = 21,68 \text{ W}$$

Calculando la pérdida de potencia por efecto Joule expresada en tanto por ciento, que resultará de la expresión (12):

$$\Delta P(\%) = \frac{P.l.R}{10.U^2.\cos^2\varphi} = \frac{504 \times 0,106 \times 0,206}{10 \times 19,953^2 \times 0,8^2} = 0,0042\%$$

Se puede concluir por tanto que las pérdidas de potencia son prácticamente despreciables.

3. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA LÍNEA SUBTERRÁNEA B.T.

A partir de la previsión de cargas señaladas en Documento nº1: Memoria, se establece el reparto de potencias a cada uno de los establecimientos, para lo cual salen tres líneas del centro de transformación.

3.1. DIVISIÓN DE POTENCIAS.

Las diferentes líneas se numerarán de la forma distintiva que se muestra en el plano 16/33 del Documento nº5: Planos.

Las potencias que transportarán las diferentes líneas y tramos de línea se reflejan en el cuadro siguiente, y atienden a un grado de electrificación elevado, según Reglamento será de 9.200 W.

Tramo de línea	Descripción		Potencia [kW]
L1	Edificio 1 + alumbrado	$12,5 \times 9,2 + 20 + 5$	140
L1-1	Alumbrado público	5	5
L1-2	Edificio 1	$12,5 \times 9,2 + 20$	135
L2	Edificio 2 + alumbrado	$13,7 \times 9,2 + 20 + 5$	151,04
L2-1	Alumbrado público	5	5
L2-2	Edificio 2	$13,7 \times 9,2 + 20$	146,04
L3	Viviendas unifamiliares	$12,5 \times 9,2 + 30$	145
L3-1	Viviendas unif. 1	$7 \times 9,2 + 15$	79,40
L3-2	Viviendas unif. 1	$6,2 \times 9,2 + 15$	72,04
L3-3	Viviendas unif. 1	$3 \times 9,2 + 15$	42,60
L3-4	Viviendas unif. 2	$7 \times 9,2 + 15$	79,40
L3-4-1	Viviendas unif. 2	$2 \times 9,2$	18,40
L3-4-2	Viviendas unif. 2	$5,4 \times 9,2 + 15$	64,68
L3-4-3	Viviendas unif. 2	$3 \times 9,2 + 15$	42,60

Tabla 3: Distribución de las potencias circulantes por cada línea.

3.2. INTENSIDAD DE CONSUMO.

Con las previsiones de potencias que se ha calculado en cada tramo de línea subterránea de Baja Tensión se obtiene la corriente de consumo de cada una de las líneas. A partir de dicha intensidad se halla la sección mínima que debe tener cada tramo según las características del cable conductor que ha sido seleccionado, tabla 3 de Documento nº4 Pliego de Condiciones.

La ecuación que nos da dicha corriente es la (1):

$$I_{consumo} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U_L \cdot \cos\varphi}$$

Siendo:

U_L la tensión de línea, que en este caso será de 400 V.

$\cos\varphi$ el factor de potencia de la instalación, que como se ha descrito anteriormente corresponde a un valor de 0,8.

Por lo que las corrientes de consumo para los diferentes tramos resultarán:

Tramo de línea	Intensidad de consumo [A]	Sección mínima [mm ²]
L1	252,60	150
L1-1	9,02	50
L1-2	243,58	150
L2	272,45	150
L2-1	263,50	150
L2-2	9,02	50
L3	261,62	150
L3-1	143,26	95
L3-2	129,98	50
L3-3	76,86	50
L3-4	143,26	95
L3-4-1	33,20	50
L3-4-2	116,70	50
L3-4-3	76,86	50

Tabla 4: Distribución de las intensidades circulantes por cada línea y la sección mínima necesaria.

3.3. INTENSIDAD MÁXIMA ADMISIBLE.

La máxima corriente que puede circular por los cables será una diferente a la calculada en el apartado anterior, pues dependerá de ciertos factores de corrección según la ITC-BT-07.

Por lo que la corriente máxima admisible que se puede dar en cada tramo dependerá de la siguiente expresión:

$$I_{m\acute{a}x_adm} = \frac{I_{consumo}}{f_{tubo} \cdot f_{temp} \cdot f_r \cdot f_p} \quad (14)$$

Los diferentes factores de corrección que intervienen en la fórmula se describen a continuación según ITC-BT-07 [32].

- f_{tubo} es el factor de corrección que se ha de tener en cuenta por tratarse de una instalación en la que los cables van ubicados en las zanjas enterrados en el interior de un tubo, dicho factor se considera de 0,8.
- f_{temp} será el factor de corrección de la temperatura, por considerar una instalación cuya temperatura media del terreno alcanza los 40°C, dicho factor se determina a partir de la tabla de la ITC-BT-07.

Temperatura de servicio [°C]	Temperatura del terreno [°C]								
	10	15	20	25	30	35	40	45	50
90	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
70	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67

Tabla 5: Factor de corrección de la temperatura del terreno en función de la temperatura de servicio [32].

Por lo que respecta al caso de la instalación objeto del presente proyecto, el factor de corrección será de 0,88, puesto que para el aislamiento de XLPE la temperatura máxima del conductor en servicio permanente será de 90°C.

- f_r es el factor de corrección para la resistividad térmica del terreno, que en el caso que nos ocupa será de 1 km/W, lo que corresponde a un factor de corrección de 1,00.
- f_p será el factor de corrección que irá en función de la profundidad a la que esté enterrado el cable.

Profundidad de la instalación [m]	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,00	1,20
Factor de corrección	1,03	1,02	1,01	1,00	0,99	0,98	0,97	0,95

Tabla 6: Factor de corrección de la profundidad de enterramiento.

Se tomará una profundidad general de 1 metro para todos los tramos, pues corresponderá con la situación más desfavorable para las líneas, por lo que el factor de corrección será de 0,97.

Atendiendo a los criterios descritos, las intensidades máximas admisibles de los diferentes tramos de línea serán los que se muestran en la tabla siguiente:

Tramo de línea	Intensidad máxima admisible[A]	Sección mínima [mm ²]
L1	369,90	240
L1-1	13,21	50
L1-2	356,70	240
L2	398,97	300
L2-1	385,86	240
L2-2	13,21	50
L3	383,11	240
L3-1	209,79	150
L3-2	190,34	95
L3-3	112,56	50
L3-4	209,79	150
L3-4-1	48,62	50
L3-4-2	170,89	95
L3-4-3	112,56	50

Tabla 7: Distribución de las intensidades máximas admisibles en cada tramo y la sección mínima necesaria.

Estas serán las secciones mínimas que se necesitarán en la instalación.

3.4. RESISTENCIA.

La resistencia del conductor por unidad de longitud varía con la temperatura de funcionamiento a la que se encuentre según se muestra en la tabla siguiente, despreciándose el efecto pelicular y de proximidad a una frecuencia de 50 Hz.

Tipo de cable	Sección [mm ²]	Resistencia lineal [Ω/km]		
		20°C	40°C	90°C
XZ1 0,6/1 kV	50	0,641	0,693	0,822
	95	0,320	0,346	0,410
	150	0,206	0,223	0,264
	250	0,125	0,135	0,160
	300	0,100	0,100	0,110

Tabla 8: Resistencia lineal del cable XZ1 0,6/1 kV en función de la sección y la temperatura del terreno [12].

3.5. REACTANCIA.

La reactancia del conductor varía con el diámetro del cable y con la separación entre conductores. En el caso que ocupa al presente proyecto se tienen 4 cables unipolares (3 fases y

1 neutro) en contacto mutuo, por lo que se tendrán los siguientes valores aproximados de reactancia lineal.

Sección nominal [mm^2]	Reactancia lineal [Ω/km]
50	0,093
95	0,083
150	0,081
240	0,079
300	0,076

Tabla 9: Reactancia lineal del cable XZ1 0,6/1 kV en función de la sección [12].

3.6. CAÍDA DE TENSIÓN.

Se debe comprobar que la caída de tensión que se produce en la línea desde la salida del centro de transformación hasta la acometida (suma de la red general y las derivaciones) no supera el valor máximo del 7% [33]. Para ello se hará uso de la ecuación siguiente:

$$\Delta V = 10^5 \cdot \frac{P \cdot l}{V^2} \cdot (R + X \cdot \operatorname{tg} \varphi) \quad (15)$$

Cuyos parámetros se describen a continuación

ΔV será la caída de tensión que se produce en cada tramo de línea expresada en %.

P es la potencia a transportar.

l es la longitud del tramo de cable correspondiente en km.

R será la resistencia del cable a 90°C expresada en Ω/km

X se refiere a la reactancia del cable por unidad de longitud.

V será la tensión nominal, que es de 400 V por tratarse de un sistema trifásico.

De este modo las caídas de tensión en cada tramo se muestran la siguiente tabla de datos y resultados.

Tramo de línea	Longitud del tramo [m]	Potencia a transportar [kW]	Resistencia [Ω/km]	Reactancia [Ω/km]	Caída de tensión [%]
L1	12,61	140	0,135	0,079	0,214
L1-1	10,33	5	0,693	0,093	0,025
L1-2	31,54	135	0,135	0,079	0,517
L2	20,26	151,04	0,100	0,076	0,301
L2-1	17,85	5	0,135	0,079	0,317
L2-2	17,67	146,04	0,693	0,093	0,042
L3	22,53	145	0,135	0,079	0,397
L3-1	4,66	79,40	0,223	0,081	0,066
L3-2	37,27	72,04	0,346	0,083	0,685
L3-3	36,32	42,60	0,693	0,093	0,738
L3-4	8,12	79,40	0,223	0,081	0,114
L3-4-1	21,04	18,40	0,693	0,093	0,185
L3-4-2	17,56	64,68	0,346	0,083	0,290
L3-4-3	40,98	42,60	0,693	0,093	0,832

Tabla 10: Distribución de las caídas de tensión en cada tramo de línea subterránea de B.T.

La caída de tensión total será la suma de las caídas de tensión a lo largo de cada tramo que forman la línea, de modo que la caída de tensión total de cada una de las tres líneas resultará:

L1	0,756 %
L2	0,659 %
L3	3,306 %

Tabla 11: Distribución de las caídas de tensión en cada línea subterránea de distribución de B.T.

Como se puede comprobar en ningún caso se supera el valor máximo de caída de tensión 7% por lo que se puede dar por válida la instalación

3.7. PÉRDIDA DE POTENCIA.

La pérdida de potencia en la red en un sistema trifásico por efecto Joule viene determinada por la expresión (11):

$$\Delta P = 3 \cdot R \cdot I^2$$

De modo que la pérdida de potencia en cada una de las líneas, expresada en % se calculará con la fórmula :

$$\Delta P = 10^5 \cdot \frac{P \cdot l}{V^2 \cdot \cos^2 \varphi} \cdot R \quad (16)$$

En donde todos los valores han sido descritos en apartados anteriores. Por lo que la pérdida de potencia en cada tramo resulta:

Tramo de línea	Pérdida de potencia [%]
L1	0,233
L1-1	0,035
L1-2	0,561
L2	0,299
L2-1	0,344
L2-2	0,060
L3	0,431
L3-1	0,081
L3-2	0,907
L3-3	1,047
L3-4	0,140
L3-4-1	0,262
L3-4-2	0,384
L3-4-3	1,181

Tabla 12: Distribución de las pérdidas de potencia de cada tramo de línea subterránea de distribución de B.T.

La pérdida de potencia total por efecto Joule en cada una de las líneas será la suma de las pérdidas de potencia en cada uno de los tramos, como se puede observar no se supera el valor máximo permitido de pérdida de potencia (7%).

Nº de línea	Pérdida de potencia total (%)
L1	0,829
L2	0,702
L3	4,433

Tabla 13: Distribución de las pérdidas de potencia de cada línea subterránea de distribución de B.T.

4. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN EL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

4.1. CORRIENTES NOMINALES.

4.1.1. LADO DE ALTA TENSIÓN.

La tensión primaria se da en el lado de 20 kV, en este lado la corriente nominal que circulará será la que se ha calculado en el apartado 1.1 (18,19 A).

4.1.2. LADO DE BAJA TENSIÓN.

La tensión del secundario en vacío será de 420 V, de modo que en este caso la corriente nominal que se podrá alcanza es de:

$$I = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{630 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 420} = 866,03 \text{ A} \quad (17)$$

4.2. CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO.**4.2.1. LADO DE ALTA TENSIÓN.**

Para hallar las corrientes de cortocircuito que pueden llegar a circular por la instalación se hará uso de la expresión siguiente:

$$I_{cc} = \frac{S_{cc}}{U_p \cdot \sqrt{3}} \quad (18)$$

Siendo:

S_{cc} la potencia aparente de cortocircuito de la red (350 MVA) expresada en kVA.

U_p la tensión de servicio a la que funcionará habitualmente en kV.

$$I_{cc} = \frac{350 \times 10^3}{20 \times \sqrt{3}} = 10,1 \text{ kA}$$

4.2.2. LADO DE BAJA TENSIÓN.

En el lado de 400 V se considerará que la potencia de cortocircuito de la que se dispone es la del transformador, de modo que la fórmula de la que se hará uso es la que se muestra a continuación.

$$I_{cc} = \frac{100 \cdot S}{U_{cc} \cdot U_{nom} \cdot \sqrt{3}} \quad (19)$$

Donde:

S se refiere a la potencia del transformador en kVA.

U_{cc} es la tensión porcentual de cortocircuito del transformador (4%).

U_{nom} es la tensión nominal del secundario del transformador en V.

$$I_{cc} = \frac{100 \times 630}{0,04 \times 420 \times \sqrt{3}} = 2,17 \text{ kA}$$

4.3. CÁLCULO DE LA INSTALACIÓN DE PUESTA A TIERRA.

En los siguientes apartados se tiene por objeto el diseño y el cálculo de las tomas de tierra del CTENP y el dimensionado de la puesta a tierra de forma que no se sobrepasen las tensiones de contacto y de paso máximas admisibles de acuerdo con la MIE-RAT 13.

4.3.1. INTENSIDAD DE DEFECTO.

El valor de la corriente de defecto máxima viene determinado por el sistema de neutro y se calcula a partir de la fórmula con el neutro aislado:

$$I_d = \frac{U}{\sqrt{3} \sqrt{R_T^2 + x_C^2}} \quad (20)$$

Siendo:

U la tensión de nominal de la instalación expresada en V.

R_T la resistencia de la tierra de protección del CTENP que será de 13,8 Ω .

x_C la reactancia capacitiva de puesta a tierra del neutro de la red de M.T.

La reactancia capacitiva dependerá de la longitud de los cables aéreos y subterráneos según la fórmula siguiente:

$$x_C = \frac{1}{3\omega(L_a C_a + L_c C_c)} \quad (21)$$

Siendo:

L_a la longitud total de las líneas aéreas de Media Tensión expresada en km.

L_c la longitud total de los cables subterráneos de Media Tensión expresada en km.

C_a la capacidad homopolar de las líneas aéreas, que tiene un valor fijado de $0,006 \mu F/km$.

C_c la capacidad homopolar de los cables subterráneos, que tiene un valor fijado de $0,25 \mu F/km$.

ω la pulsación de la corriente alterna que equivaldrá a $2\pi f$.

De modo que la reactancia capacitiva tendrá un valor de:

$$x_c = \frac{1}{3 \times 314 \times (6,491 \times 0,006 + 0,106 \times 0,25) \times 10^{-6}} = 1061,57 \Omega$$

Así la corriente de defecto resulta:

$$I_d = \frac{20.000}{\sqrt{3} \times \sqrt{13,8^2 + 1061,57^2}} = 10,88 A$$

4.3.2. RESISTENCIA DEL SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

La resistencia máxima de puesta a tierra de partida se calcula a partir de la siguiente expresión:

$$V_{BT} \geq R_T \cdot I_d \quad (22)$$

Donde:

V_{BT} será la tensión del nivel de aislamiento de las instalaciones de Baja Tensión, que vendrá definida en el Documento nº4: Pliego de Condiciones como 10.000 V.

R_T es la resistencia de puesta a tierra.

I_d es la corriente de defecto a tierra máxima por características de diseño de la red de Baja Tensión.

Por lo que el valor de la resistencia de puesta a tierra de partida será:

$$R_T = \frac{10.000}{400} = 25 \Omega$$

Sin embargo el valor unitario de la resistencia de puesta a tierra del electrodo k_r no debe superar un cierto valor, que vendrá determinado por la expresión siguiente:

$$k_r \leq \frac{R_T}{\rho_t} \quad (23)$$

Donde ρ_t será la resistividad superficial del terreno:

La resistividad del terreno se tomará como $\rho_t = 200 \Omega m$

La resistividad del hormigón se considera $\rho_c = 3.000 \Omega m$

Por lo tanto:

$$k_r \leq \frac{25}{200} = 0,125$$

La tensión de defecto a tierra viene determinada por la expresión:

$$V_d = R_T \cdot I_d \quad (24)$$

Siendo R_T la resistencia de puesta a tierra total real calculada posteriormente.

$$V_d = 20,2 \times 10,88 = 219,78 V$$

Separación entre las tomas de tierra de neutro y de protección.

Al ser la tensión de defecto inferior a 2 kV las tomas de tierra del neutro y de protección no deberán llevar una separación mínima para garantizar que el sistema de tierras de protección no transfiera tensiones al sistema de tierras de la instalación de servicio [23].

4.3.3. CONFIGURACIÓN DEL ELECTRODO DE PUESTA A TIERRA.

A partir del valor unitario de la resistencia de puesta a tierra se selecciona la configuración más adecuada para el electrodo a partir de unas tablas dadas. Dicha configuración es la siguiente:

20-20/5/44

Dicha nomenclatura tendrá el siguiente significado [24].

- El primer término afectará a las dimensiones. Se tratará de un cuadrado de 20 cm de lado.
- El segundo término afecta a la profundidad a la que estará enterrado, en este caso estará a 0,5 metros de profundidad.
- Constará de un total de 4 picas.
- La longitud de las picas será de 4 metros.

En las mismas tablas se encuentran los parámetros característicos para los electrodos, para el caso objeto del presente proyecto los parámetros son:

- Parámetro de la resistencia: $k_r = 0,101$
- Parámetro de la tensión de paso: $k_p = 0,0236$
- Parámetro de la tensión de contacto: $k_c = 0,0467$

De modo que, a partir de los valores de los parámetros obtenidos de las tablas, se halla el valor real de la resistencia total de puesta a tierra. Dicho valor será:

$$R_T = k_r \cdot \rho_t = 0,101 \times 200 = 20,2 \Omega$$

4.3.4. TENSIONES DE PASO.

Tensión de paso máxima admisible.

Conociendo la resistividad superficial del terreno se puede determinar la tensión de paso máxima admisible a partir de la expresión que se muestra a continuación. Dicha tensión se basa en la suposición de que los dos pies no estarán nunca posados completamente en el suelo de forma simultánea.

$$V_{P_{m\acute{a}x}} = \frac{10 \cdot k}{t^n} \left(1 + \frac{6 \cdot \rho}{1000} \right) \quad (25)$$

Siendo:

k una constante en función del tiempo.

t el tiempo total de duración de la falta expresado en segundos.

n una constante que dependerá del tiempo.

ρ la resistividad superficial del terreno.

En la tabla siguiente se pueden ver los valores para las constantes en función de la duración total de la falta.

Tiempo [s]	k	n	V_{cc}
$0,9 \geq t > 0,1$	72	1	64
$3 \geq t > 0,9$	78,5	0,18	50
$5 \geq t > 3$			
$t > 5$			

Tabla 14: Constantes para la ecuación que determina la tensión de paso máxima admisible en función de la duración total de la falta [23].

La resistividad del terreno se tomará como $\rho_t = 200 \Omega m$

La resistividad del cemento se considera $\rho_c = 3.000 \Omega m$

Por lo que para una duración de la falta de entre 0,1 y 0,9 segundos la tensión máxima de paso admisible en el acceso al centro de transformación vendrá determinada por la fórmula siguiente:

$$V_{P_{m\acute{a}x_adm}} = \frac{10 \cdot k}{t^n} \left(1 + \frac{3 \cdot \rho_t + 3 \rho_c}{1000} \right) = \frac{10 \times 72}{0,7^1} \left(1 + \frac{3 \times 200 + 3 \times 3000}{1000} \right) = 10.903 V$$

Mientras que en el exterior de la instalación la tensión de paso máxima admisible será:

$$V_{P_{m\acute{a}x_adm}} = \frac{10 \times 72}{0,7^1} \left(1 + \frac{6 \times 200}{1000} \right) = 2.263 V$$

Tensión de paso máxima.

La tensión de paso máxima que se puede producir (considerándose una distancia de paso de 1 metro) viene determinada por la expresión:

$$V_{P_{m\acute{a}x}} = K_p \cdot \rho \cdot I_d \quad (26)$$

Donde la corriente de defecto será: $I_d = 10,88 A$

En los alrededores del centro de transformación:

$$V_{P_{m\acute{a}x}} = 0,0236 \times 200 \times 10,88 = 51,35 V$$

4.3.5. TENSIONES DE CONTACTO.**Tensión de contacto máxima admisible.**

La tensión de contacto máxima admisible para la instalación vendrá determinada por la expresión:

$$V_{C_{m\acute{a}x-adm}} = \frac{k}{t^n} \left(1 + \frac{1,5 \cdot \rho}{1000} \right) \quad (27)$$

De donde todos los valores numéricos son conocidos, de este modo la tensión de contacto máxima admisible resulta:

$$V_{C_{m\acute{a}x-adm}} = \frac{72}{0,71} \left(1 + \frac{1,5 \times 200}{1000} \right) = 134 \text{ V}$$

Tensión de contacto máxima.

Para el caso de la tensión de contacto máxima que se podría dar en la instalación se utilizará el parámetro de la tensión de contacto seleccionado en el apartado 3.1.2 en la ecuación (26):

$$V_{C_{m\acute{a}x}} = K_c \cdot \rho \cdot I_d = 0,0467 \times 200 \times 10,88 = 101,62 \text{ V}$$

4.3.6. CONDICIONES A CUMPLIR POR EL ELECTRODO ELEGIDO.

Las condiciones que se deben cumplir para considerar la instalación segura son las siguientes [5].

- Seguridad de las personas:

$$V_{P_{m\acute{a}x}} \leq V_{P_{m\acute{a}x-adm}} \rightarrow 51,35 \text{ V} \leq 2.263 \text{ V}$$

$$V_{C_{m\acute{a}x}} \leq V_{C_{m\acute{a}x-adm}} \rightarrow 101,62 \text{ V} \leq 134 \text{ V}$$

$$V'_{P_{m\acute{a}x-adm}} > V_{C_{m\acute{a}x}} \rightarrow 10.903 \text{ V} > 101,62 \text{ V}$$

- Protección del material:

$$V_{BT} \geq V_d \rightarrow 10.000 \text{ V} \geq 219,78 \text{ V}$$

- Limitación de la corriente de defecto:

$$V_{ind_m\acute{a}x} \leq 1.000 \text{ V} \rightarrow 24,05 \leq 1.000 \text{ V}$$

De donde la tensión inducida máxima en tierra de neutro se calcula tomando una resistencia global máxima de puesta a tierra del neutro de 37Ω y un defecto a tierra en una instalación interior protegida contra contactos indirectos de 650 mA . Por lo que esta resulta:

$$V_{ind_m\acute{a}x} = 37 \times 0,65 = 24,05 \text{ V}$$

De lo que se deduce que el dimensionado del electrodo de puesta a tierra cumple con los requisitos necesarios.

5. CÁLCULOS ELÉCTRICOS EN LA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

5.1. CÁLCULO DE LA ASOCIACIÓN DE MÓDULOS.

Se quiere proyectar una instalación fotovoltaica de 200 kW de potencia.

El inversor del que se dispone tiene un límite de 4 entradas DC, por lo que para cada entrada el límite de potencia será.

$$P_{entrada} = \frac{200 \times 10^3}{4} = 50 \text{ kW}$$

Por lo que el número total de módulos por cada entrada debe ser:

$$n_{total} = \frac{P_{entrada}}{P_n} \quad (28)$$

Donde P_n será la potencia de operación del módulo fotovoltaico seleccionado del fabricante *Atersa*, cuyas características se pueden consultar en el Documento nº 4: Pliego de condiciones. La potencia para el módulo utilizado será de 245 W .

$$n_{total} = \frac{50 \times 10^3}{245} = 204,08 \rightarrow 204 \text{ módulos por cada entrada}$$

El número máximo de módulos en paralelo que se podrán conectar viene determinado por la corriente máxima de cada entrada del inversor y la corriente de cortocircuito del módulo a emplear, a través de la siguiente expresión:

$$n_p \leq \frac{I_{m\acute{a}x,inv}}{I_{cc,mod}} \rightarrow \frac{488}{8,64} = 56,48 \rightarrow 56 \text{ m\acute{o}dulos m\acute{a}ximo} \quad (29)$$

El número máximo y mínimo de módulos en serie que se podrán conectar vendrá determinado por las expresiones:

$$\frac{V_{min,inv}}{V_{min,mod}} < n_s < \frac{V_{m\acute{a}x,inv}}{V_{m\acute{a}x,mod}} \quad (30)$$

Donde cada dato puede consultarse en las tablas 16 y 18 del Documento nº 4: Pliego de condiciones.

$$14 < n_s < 24$$

Atendiendo a estos criterios, la configuración que se ha escogido será de 12 filas de módulos conectados en paralelo, de modo que el número de módulos que se conectarán en serie será de:

$$n_s = \frac{n_t}{n_p} = \frac{204}{12} = 17 \text{ m\acute{o}dulos serie} \quad (31)$$

De modo que la instalación total tendrá una potencia:

$$P_{total} = n_t \cdot P_{m\acute{o}dulo} = 12 \times 17 \times 4 \times 245 = 199,92 \text{ kW}$$

5.2. DISTANCIA MÍNIMA DE SEGURIDAD ENTRE MÓDULOS.

La distancia mínima de seguridad que se debe respetar en la colocación de cada módulo solar se calculará con la fórmula que se muestra a continuación, dicha distancia permitirá garantizar un mínimo de 4 horas de luz solar en torno al mediodía en el solsticio de invierno [34].

. La situación de las diferentes filas de paneles ha de ser tal que en ningún momento se produzca la proyección de sombras de unos paneles sobre otros.

$$d_{min} = l \cdot \cos\theta + \frac{\sin\theta}{\tan\alpha} \quad (32)$$

θ será el ángulo de inclinación óptimo seleccionado para el emplazamiento.

l es la longitud del panel solar especificada en el Documento nº 4: Pliego de Condiciones.

α será el ángulo de visión del sol en caso de que se encuentre en la posición más baja 27°.

$$d_{min} = 1,638 \times \cos 35^\circ + \frac{\sin 35^\circ}{\tan 27^\circ} = 2,47 \text{ m}$$

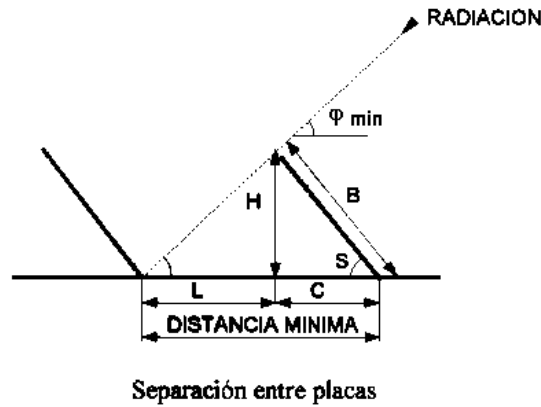


Figura 1: Distancia mínima a guardar entre módulos fotovoltaicos [35].

5.3. TENSIONES.

Para el emplazamiento en el que se encuentra la instalación existen unos valores máximos y mínimos de irradiancia y temperatura ambiente.

Temperatura [°C]	Máxima	33
	Mínima	4
Irradiancia [W/m^2]	Máxima	1000
	Mínima	200

Tabla 15: Valores máximos y mínimos para la temperatura e irradiancia para las coordenadas en las que se encuentra la instalación fotovoltaica [30].

5.3.1. Tensión Máxima del Sistema.

La tensión del campo fotovoltaico no deberá superar en ningún momento la tensión máxima admisible de los módulos ni la del inversor. El límite será calculado teniendo en cuenta las condiciones más desfavorables a las que se verá sometida la instalación [16].

La tensión máxima se dará cuando el sistema se encuentre en circuito abierto, la temperatura sea la mínima que se puede esperar y la irradiancia sea lo suficientemente alta como para que la tensión en circuito abierto no sea demasiado reducida, pero lo

suficientemente baja para que la irradiancia no genere un calentamiento excesivo en las células [16].

Para estas condiciones la temperatura que alcanza la célula se hallará mediante la siguiente expresión:

$$T_c = T_{amb,mín} + G_{min} \left(\frac{T_{c,nom} - T_{amb,nom}}{G_{nom}} \right) \quad (33)$$

Donde:

$T_{c,nom}$ será la temperatura nominal de operación de la célula fotovoltaica especificada en la tabla de características del módulo seleccionado, Documento nº4.

$T_{amb,nom}$ será la temperatura ambiente nominal, en este caso de 20°C.

G_{nom} es la irradiancia nominal, para el caso que nos ocupa será de 800 W/m².

$$T_c = 4 + 200 \times \left(\frac{46 - 20}{800} \right) = 10,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

A partir de este valor obtenido se puede hallar la tensión en circuito abierto a partir del coeficiente de temperatura proporcionado por el fabricante.

$$V_{ca} = V_{ca,nom} + V_{ca,nom} \cdot \beta \cdot \left(\frac{T_c - 25}{100} \right) \quad (34)$$

Donde:

$V_{ca,nom}$ es la tensión en circuito abierto, valor proporcionado por el fabricante a partir de ensayos.

β es el coeficiente de temperatura para la tensión en circuito abierto.

$$V_{ca} = 37,28 + 37,28 \times (-0,30) \times \left(\frac{10,5 - 25}{100} \right) = 38,9 \text{ V}$$

5.3.2. TENSIÓN DE MÁXIMA POTENCIA.

En esta situación, el caso más desfavorable será aquel en el que la temperatura ambiente sea la más elevada a esperar y la irradiancia también sea elevada [16], de modo que la temperatura que alcanzará la célula en esta situación vendrá determinada por la ecuación (33):

$$T_c = T_{amb,m\acute{a}x} + G_{m\acute{a}x} \left(\frac{T_{c,nom} - T_{amb,nom}}{G_{nom}} \right)$$

Con las condiciones de irradiancia máxima la temperatura de la célula resulta:

$$T_c = 33 + 1000 \times \left(\frac{46 - 20}{800} \right) = 65,5 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Para obtener la tensión de máxima potencia se hace uso de la ecuación siguiente, que vendrá determinada por (34):

$$V_{mp} = V_{mp,nom} + V_{mp,nom} \cdot \gamma \cdot \left(\frac{T_c - 25}{100} \right)$$

Siendo:

γ el coeficiente de temperatura para la tensión de máxima potencia.

T_c la nueva temperatura de la célula.

$$V_{mp,m\acute{i}n} = 30,23 + 30,23 \times (-0,38) \times \left(\frac{65,5 - 25}{100} \right) = 25,58 \text{ V}$$

Para las condiciones de irradiancia y temperatura mínimas obtenemos el valor de tensión de máxima potencia máximo, que resultará:

$$V_{mp,m\acute{a}x} = 30,23 + 30,23 \times (-0,38) \times \left(\frac{10,5 - 25}{100} \right) = 31,90 \text{ V}$$

5.4. CABLEADO B.T.

El dimensionamiento del cableado de Baja Tensión para la instalación fotovoltaica se realizará en base al criterio de no superar una caída de tensión del 1,5%, cumpliendo con el R.E.B.T. [1].

Las secciones de los cables se seleccionarán en función de las características de cada tramo de línea, la división de tramos se llevará a cabo como se muestra en las tablas siguientes.

➤ **Tramo 1:**

Se tratará de un circuito monofásico de cables al aire que conectarán en serie los módulos fotovoltaicos de cada una de las filas. Las características de este tramo de línea son:

Tramo 1	
Longitud [m]	16,92
Tensión [V]	800
Corriente de cortocircuito [A]	8,64
Potencia de carga [W]	4.165
Caída de tensión [%]	1,5

Tabla 16: Características del tramo 1 del recorrido del cable subterráneo que conecta la instalación fotovoltaica.

➤ **Tramo 2:**

Consistirá en el tramo de línea enterrada que conectará cada una de las filas de 17 módulos en serie de forma que queden en paralelo entre sí. Las características eléctricas que corresponden a este tramo serán las mismas que para el Tramo 1, siendo la longitud de la línea de 43,39 metros (por cada entrada).

➤ **Tramo 3:**

Comprende las líneas que conectan las cajas de cada una de las 4 entradas con la caja de conexión general situada antes del inversor, dicho tramo transcurre de forma subterránea y sus características son:

Tramo 3	
Longitud [m]	19,24
Tensión [V]	800
Corriente de cortocircuito [A]	69,5
Potencia de carga [kW]	50
Caída de tensión [%]	1,5

Tabla 17: Características del tramo 3 del recorrido del cable subterráneo que conecta la instalación fotovoltaica.

➤ **Tramo 4:**

Dicho tramo será la línea que transcurre desde la caja de conexiones general hasta el centro de transformación, cuyas características son:

Tramo 4	
Longitud [m]	96,13
Tensión [V]	800
Corriente de cortocircuito [A]	278
Potencia de carga [kW]	200
Caída de tensión [%]	1,5

Tabla 18: Características del tramo 4 del recorrido del cable subterráneo que conecta la instalación fotovoltaica.

Criterio de la intensidad de cortocircuito.

Según este criterio se tendrá en cuenta la temperatura máxima que podrá alcanzar el cable en caso de que se produzca un cortocircuito o una subida excesiva de la intensidad durante un corto periodo de tiempo ($< 5 \text{ seg}$).

Según Reglamento los cables con aislamiento de polietileno reticulado XLPE tienen una densidad máxima de corriente de cortocircuito de 142 A/mm^2 para una falta de breve duración [32]. Para los cálculos se ha tomado ese tiempo de duración de la falta como 1 segundo.

Por lo que la expresión de la que se hará uso es la siguiente:

$$I_{cc} = \mu \frac{S}{\sqrt{t}} \quad (35)$$

Siendo μ la densidad de corriente de cortocircuito y S la sección del cable.

Criterio de la intensidad máxima admisible.

Según la ITC-BT-40 en las plantas generadoras de energía que estén conectadas a la red se sobredimensionará la instalación para una intensidad máxima del 125%, por lo que la intensidad de cortocircuito que se tendrá en cuenta será:

$$I_{cc} = 1,25 I'_{cc} \quad (36)$$

La expresión que determinará la sección de cable a emplear en corriente continua es la siguiente:

$$S = \frac{2 \cdot l \cdot I}{\gamma \cdot \Delta V} \quad (37)$$

Donde:

I será la intensidad que circule por la línea.

l hace referencia a la longitud del tramo.

γ es la conductividad del material del conductor empleado, en el caso que ocupa al presente proyecto los cables serán de cobre, por lo que su conductividad será de $44 \text{ m/}\Omega\text{mm}^2$.

ΔV será la caída de tensión máxima permitida, por reglamento es del 1,5%.

A pesar de los resultados de los cálculos, el reglamento especifica que la sección mínima que deben tener los conductores será de 6 mm^2 [32] por lo que este será el valor mínimo que se utilizará en todo caso.

Criterio de la caída de tensión.

La intensidad máxima que circula por la línea dependerá de ciertos factores de corrección según la fórmula (14):

$$I_{m\acute{a}x_l\acute{i}nea} = \frac{I_{m\acute{a}x_adm}}{f}$$

Pudiéndose distinguir dos casos [16]:

- Línea al aire: en este caso el factor de corrección que se empleará será el factor de exposición al sol 0,9.
- Línea subterránea: los factores de corrección que se deben tener en cuenta son:
 - Factor de corrección por temperatura 0,88.
 - Factor de corrección de instalación enterrada bajo tubo 0,8.
 - Factor de corrección por profundidad 0,99.

La intensidad máxima de la línea no deberá superar en ningún momento la intensidad máxima admisible por el cable (valor que proporciona el fabricante). A partir de dichos valores de corriente obtenidos, se hallará el valor de caída de tensión, que no deberá exceder el 1,5% para este tipo de instalaciones. La ecuación que nos dará la caída de tensión en V será determinada a partir de (37):

$$\Delta V = \frac{2 \cdot I \cdot l}{\gamma \cdot S}$$

Siendo:

I la corriente máxima que circulará por la línea.

l la longitud del tramo de línea en metros.

γ la conductividad del material del cable, en el caso que ocupa al presente proyecto, el material del cable empleado será cobre, por lo que la conductividad será de $44 \text{ m}/\Omega \cdot \text{mm}^2$.

S la sección escogida para el tramo de línea correspondiente expresada en mm^2 .

En la tabla siguiente se muestran los resultados de todos los cálculos, en la que se puede comprobar que las secciones seleccionadas cumplen con todos los criterios y requisitos de normativa.

Tramo	Longitud [m]	Tensión [V]	ΔV [V]	Intensidad [A]	Sección [mm^2]	$i_{m\acute{a}x_l\acute{i}nea}$ [A]	$\Delta V_{m\acute{a}x}$ [V]	I_{cc} [A]
1	16,92	800	12	10,80	0,69	9,01	1,16	852
2	43,39	800	12	10,80	1,78	11,6	2,30	1420
3	19,24	800	12	86,88	6,33	89,6	4,90	2272
4	96,13	800	12	347,50	126,53	322,83	9,40	21300

Tabla 19: Resultados de intensidad, sección y caída de tensión para cada tramo de línea subterránea fotovoltaica.

En función de las secciones mínimas necesarias se han seleccionado los cables más adecuados para cada tramo de línea.

Tramo	Tipo de cable	Sección [mm^2]	$i_{m\acute{a}x_adm}$ [A]
1	ZZ-F (PV1-F) 1,8 kV	6	77
2	XZ1FA3Z-K-(AS) 1,8 kV	10	100
3	XZ1FA3Z-K-(AS) 1,8 kV	16	107
4	XZ1FA3Z-K-(AS) 1,8 kV	150	342

Tabla 20: Selección de tipo de cable y sección en función de los datos obtenidos en la tabla 19.

5.5. PÉRDIDAS.

En el sistema de producción energética se generan una serie de pérdidas de diverso origen, sin embargo en este apartado solo se tendrán en cuenta las más importantes.

5.5.1. PÉRDIDAS POR POSICIÓN Y SOMBREADO.

En el presente proyecto se ha escogido una ubicación y una posición para la colocación de los módulos fotovoltaicos de forma que las pérdidas por estos factores son inferiores a los que se recogen en la tabla que se muestra a continuación del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) [29].

Efecto	Orientación e inclinación	Sombras	Total
General	10%	10%	15%
Superposición	20%	15%	30%
Integración arquitectónica	40%	20%	50%

Tabla 21: Límites establecidos de pérdidas máximas en módulos fotovoltaicos [29].

Nos encontramos ante un caso general, por lo que se deben cumplir las condiciones de máximas pérdidas correspondientes a la primera fila de la tabla. La selección de la ubicación y las distancias mínimas entre módulos se ha llevado a cabo en base a limitar este tipo de pérdidas.

5.5.2. PÉRDIDAS POR TEMPERATURA.

La temperatura ejerce un efecto sobre los módulos fotovoltaicos, haciendo que estos disminuyan la potencia efectiva que pueden producir, por tanto hay que tener en cuenta las pérdidas que se producen por esta causa.

En la tabla siguiente se muestran los datos climatológicos y de radiación que han sido recogidos de la base de datos de la Agencia Estatal de Meteorología AEMET [30], que proporciona el Atlas de Radiación de España, además de la base de datos PVGIS [31].

Junto con los datos recogidos se muestran parámetros hallados a través de las correspondientes ecuaciones matemáticas para calcular el efecto de la temperatura en las pérdidas del sistema.

Mes	Tº máxima [°C]	Tº mínima [°C]	$G_{dm}(0)$ [W/m ²]	$G_{dm}(\alpha, \beta)$ [W/m ²]	$G_{efectiva}$ [W/m ²]	ΔG	Tº célula [°C]	Pérdidas [%]
Enero	9,7	-0,5	60,21	143,33	150,60	5,07	11,66	3,54
Febrero	11,5	0,2	77,92	187,08	194,88	4,17	14,032	2,23
Marzo	15,1	2,5	149,38	232,08	236,53	1,92	19,95	0,83
Abril	16,6	4,5	142,71	238,75	242,16	1,43	21,24	0,60
Mayo	20,9	8,2	141,25	255,83	255,35	-0,19	25,49	-0,07
Junio	27,3	12,8	202,5	285,42	275,79	-3,37	33,88	-1,18
Julio	31,4	15,7	194,58	309,17	294,22	-4,84	37,72	-1,56
Agosto	30,7	15,6	154,17	304,25	291,87	-4,07	35,71	-1,34
septiembre	25,6	11,9	129,58	260,00	255,25	-1,83	29,81	-0,70
Octubre	19,2	7,7	88,33	214,58	216,97	1,11	22,07	0,52
Noviembre	13,3	3,2	58,75	157,92	163,80	3,72	15,21	2,36
Diciembre	10,1	0,7	47,08	137,92	144,93	5,08	11,63	3,68

Tabla 22: Resultados de parámetros para pérdidas por efecto de la temperatura en módulos fotovoltaicos.

Las expresiones matemáticas que han sido utilizadas para el cálculo de los parámetros son las siguientes:

- Temperatura de la célula [°C].

$$T_c = T_{amb} + G \cdot \left(\frac{T_{c,nom} - 20}{800} \right) \quad (38)$$

- Variación de la irradiancia.

$$\Delta G = \gamma \cdot (T_c - 25) \quad (39)$$

- Radiación efectiva media para cada mes [W/m²].

$$G_{efectiva} = G_{dm}(\alpha, \beta) \cdot \left(1 + \frac{\Delta G}{100} \right) \quad (40)$$

Siendo $G_{dm}(\alpha, \beta)$ la radiación media de cada mes para la inclinación óptima.

5.5.3. PÉRDIDAS POR DISPERSIÓN DEL MÓDULO.

Este tipo de pérdidas se da debido a que no es posible fabricar todos los módulos exactamente con las mismas características, por lo que dichas características sufren ciertas variaciones respecto a los valores que aparecen en el catálogo del fabricante.

La tolerancia frente a este tipo de variaciones viene indicada en el catálogo por el fabricante. Para el caso de los módulos seleccionados la tolerancia es de $\pm 3\%$

5.5.4. PÉRDIDAS EN EL CABLEADO.

Dispondremos de un circuito en corriente continua, por lo que las variaciones de potencia de cada tramo vendrán determinadas por la siguiente expresión:

$$\Delta P_{cc} = I^2 \cdot R \cdot l \quad (41)$$

Siendo:

I la corriente máxima que circulará por la línea.

R la resistencia de cable corregida a la temperatura adecuada expresada en Ω/km .

La resistencia que proporciona el fabricante será a una temperatura de $20^\circ C$, sin embargo los cálculos se realizarán para una temperatura máxima de $40^\circ C$, por lo que se deberá corregir la resistencia para el valor que adquiere a dicha temperatura, mediante la expresión (3):

$$R_{40^\circ C} = R_{20^\circ C} [1 + \alpha(\theta - 20^\circ C)]$$

Siendo α es el coeficiente de variación de la resistencia del conductor con la temperatura, que en el caso de cobre será:

$$\alpha = 3,82 \times 10^{-3} \text{ } ^\circ C^{-1}$$

Por lo tanto, las pérdidas de potencia en cada tramo se pueden observar en la tabla que se muestra a continuación.

Tramo	Resistencia a $40^\circ C$ [Ω/km]	ΔP_{cc} [W]	ΔP_{cc} [%]
1	3,65	5,01	0,120
2	2,01	11,82	0,024
3	1,34	207,26	0,104
4	---	---	---

Tabla 23: Resultados de pérdidas en los tramos de cable en la instalación fotovoltaica.

En el caso del tramo 4, la resistencia del cable es muy pequeña por lo que las pérdidas que se producen en dicho tramo podrían considerarse despreciables.

5.6. PROTECCIONES.

5.6.1. DIMENSIONADO DE FUSIBLES EN EL LADO DE CC.

Las polaridades positivas y negativas no se encontrarán nunca conectadas a tierra, de modo que cada rama de módulos fotovoltaicos dispondrá de dos fusibles, uno destinado para el polo positivo de salida y otro para el polo negativo.

La tensión máxima continua de funcionamiento deberá ser:

$$V_{cc} \geq 1,2 \cdot N_s \cdot V_{ca} \quad (42)$$

Donde V_{ca} será la tensión en circuito abierto (37,28 V) y N_s (17) el número de módulos en serie de cada entrada. De modo que la tensión máxima de funcionamiento del fusible será:

$$V_{cc} \geq 760,5 \text{ V}$$

El calibre del fusible utilizado deberá ser:

$$I_N \geq 1,27 \cdot I_{cc} \quad (43)$$

Siendo I_{cc} la intensidad de cortocircuito que nos proporciona la tabla de características del módulo fotovoltaico (8,64 A).

$$I_N \geq 10,97 \text{ A}$$

A partir de estos dos valores se hace la selección del tipo de fusibles más adecuado del fabricante *DF Electric* fusibles cilíndricos para instalaciones fotovoltaicas, que proporcionan una protección contra sobrecargas y contra cortocircuitos clase gPV de acuerdo con la Norma IEC60269-6, cuyas características son [37]:

Intensidad Nominal [A]	Tensión asignada [V_{cc}]	Poder de corte [kA]
12	1.000	30

5.6.2. DIMENSIONADO DE INTERRUPTORES EN EL LADO DE AC.

Situado anteriormente al cuadro de contadores, la instalación debe contar con un interruptor diferencial y dos interruptores magnetotérmicos, uno de los cuales funcionará a modo de interruptor general de la instalación.

Por lo que la elección se hace en base a las características eléctricas del lado de CA.

Interruptor magnetotérmico fabricante <i>Legrand</i>		
Modelo	Intensidad nominal [A]	Poder de corte [kA]
DX³	125	25

Tabla 24: Características del interruptor magnetotérmico para la protección del lado AC [38].

Bloque diferencial tetrapolar fabricante <i>Legrand</i>		
Modelo	Intensidad máxima [A]	Sensibilidad [mA]
DX³Tipo A	125	1.000

Tabla 25: Características del bloque diferencial tetrapolar para la protección del lado de AC [38].

5.7. CÁLCULO ENERGÉTICO Y RENDIMIENTO.

5.7.1. RENDIMIENTO DE LA INSTALACIÓN.

El rendimiento de la instalación se calcula a partir de la expresión:

$$\eta = \frac{P_{real}}{P_{m\acute{a}x}} \quad (44)$$

- $P_{m\acute{a}x}$ será la potencia máxima que puede generar el conjunto de módulos. Dicha potencia resulta:

$$P_{m\acute{a}x} = 245 \text{ W} \times 816 \text{ m\acute{o}dulos} = 199,92 \text{ kW}$$

- P_{real} será la potencia que útil que se generará, una vez restadas las pérdidas que se producen. Las pérdidas han sido determinadas en el apartado 5.5 de este Documento.

- Pérdidas por posición y sombreado (15%): 29,99 kW.
- Pérdidas por temperatura: 1,48 kW.
- Pérdidas por cableado: 0,224 kW.
- Perdidas por dispersión (3%): 6 kW.

Las pérdidas totales en la instalación serán: $P\acute{e}rdidas = 37,694 \text{ kW}$.

La potencia real producida será: $P_{real} = 162,226 \text{ kW}$.

El rendimiento del huerto solar resultará:

$$\eta = \frac{162,226}{199,92} \times 100 = 81,15\%$$

5.7.2. ENERGÍA PRODUCIDA.

Se calcula a continuación la energía total producida por la instalación fotovoltaica que se inyectará a la red. dicha energía se obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$E = N_{\text{paneles}} \cdot W_p \cdot HSP \cdot \eta \quad (45)$$

Donde:

E será la energía total producida por la instalación en W/h .

N_{paneles} se refiere al número de módulos totales que conforman la instalación.

W_p es la potencia pico de los módulos empleados en W .

HSP se refiere a las horas pico en las que hay luz solar.

η será el rendimiento de la instalación.

Las horas solares pico se hallarán para cada mes, haciendo uso de la siguiente expresión:

$$HSP = \frac{G \cdot n^{\circ} \text{ días/mes}}{1000 (W/m^2)} \quad (46)$$

Siendo G la irradiancia expresada en $W/m^2 \cdot \text{día}$ por lo que para cada mes los resultados son los que se muestran:

Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
HSP	90,21	113,68	176,39	190,5	223,5	255,9	256,68	227,54	175,80	130,20	89,10	73,47

Tabla 26: Horas pico de luz solar en el emplazamiento para cada mes del año.

Por lo tanto, la energía total producida será diferente para cada mes del año, los resultados se recogen en la siguiente tabla:

Mes	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic
E [kWh]	14.934	18.819	29.201	31.537	37.000	42.492	37.668	30.888	29.103	21.554	14750	12.163

Tabla 27: Energía total producida por la instalación fotovoltaica durante cada mes del año.

El total de la energía que se generará a lo largo de un año resulta:

$$E_{anual} = 320.109 \text{ kWh}$$

6. CÁLCULOS MECÁNICOS EN LA LÍNEA AÉREA.

Se determinarán las condiciones en que deben tenderse los conductores atendiendo a los siguientes criterios:

- La flecha máxima en las diferentes longitudes de vano y bajo las diferentes hipótesis de flecha máxima fijadas en el apartado 3.2.3. ITC-LAT 07 (Hipótesis de viento, temperatura y hielo.)
- Tracción máxima admisible a la que se verán sometidos los cables conductores bajo diferentes condiciones ambientales según lo fijado en el apartado 2.3.1. del ITC-LAT 07.
- El comportamiento de los conductores seleccionados frente a posibles vibraciones, apartado 3.2.2. ITC-LAT 07 (Comprobación de fenómenos vibratorios).

6.1. APOYOS UTILIZADOS.

En la siguiente tabla se detallan las longitudes de los vanos que conforman la línea aérea, así como los apoyos seleccionados atendiendo a los criterios de seguridad de cumplimiento de las distancias mínimas y la función de cada uno de ellos.

Nº de apoyo	Vano [m]	Función	Cota [m]	Tipo de apoyo	Armado
1	0	Fin de línea	815	HVH-4500-S13	2xCR-2
2	138	Amarre	806	C-1000-20	H-35
3	159	Suspensión	822	HV-630-R15	BR-1
4	160	Suspensión	829	HV-630-R15	BR-1
5	181	Suspensión	837	HV-630-R15	BR-1

Tabla 28: Apoyos seleccionados en el recorrido de la línea aérea de M.T.

Nº de apoyo	Vano [m]	Función	Cota [m]	Tipo de apoyo	Armado
6	142	Amarre	846	HVH-1600-S13	CR-1
7	115	Amarre	856	C-7000-14	H-35
8	146	Amarre	863	HVH-1000-S13	CR-1
9	140	Amarre	884	HVH-2500-S13	CR-1
10	132	Suspensión	893	HV-630-R13	BR-1
11	140	Suspensión	889	HV-630-R13	BR-1
12	129	Amarre	890	HVH-4500-S13	CR-2
13	160	Suspensión	900	HV-630-R15	BR-1
14	158	Amarre	905	HVH-3500-S13	CR-1
15	69	Suspensión	902	HV-630-R13	BR-1
16	90	Amarre	886	HVH-1000-S13	CR-1
17	90	Amarre	889	HVH-3500-S13	CR-1
18	145	Suspensión	897	HV-630-R15	BR-1
19	142	Suspensión	907	HV-630-R13	BR-1
20	143	Suspensión	905	HV-630-R13	BR-1
21	145	Amarre	908	HVH-2500-S13	CR-1
22	123	Suspensión	916	HV-630-R13	BR-1
23	141	Anclaje	917	HVH-2500-S13	CR-1
24	119	Suspensión	921	HV-630-R13	BR-1
25	130	Amarre	922	HVH-1000-S15	CR-1
26	130	Suspensión	934	HV-630-R13	BR-1
27	134	Suspensión	936	HV-630-R13	BR-1
28	140	Amarre	931	CH-1000-17,5P	CR-1
29	132	Suspensión	938	HVH-1000-S17	BR-1
30	142	Suspensión	954	HVH-1000-S11	BR-1
31	130	Amarre	942	HVH-1000-S13	CR-1
32	130	Amarre	942	HVH-1600-S17	CR-1
33	96	Amarre	952	MI-1500-12	SM2C
34	279	Suspensión	942	HVH-1000-S17	B-2
35	140	Amarre	941	HVH-1000-S13	CR-1
36	141	Suspensión	955	HV-630-R15	B-2
37	119	Suspensión	944	HV-630-R15	BR-1
38	119	Suspensión	941	HV-630-R13	BR-1
39	144	Suspensión	933	HV-630-R13	BR-1
40	142	Suspensión	930	HV-630-R13	BR-1
41	147	Amarre	928	HVH-2500-S13	CR-1
42	129	Suspensión	925	HV-630-R13	BR-1
43	139	Suspensión	919	HV-630-R13	BR-1
44	153	Anclaje	908	HVH-2500-S13	CR-1
45	153	Amarre	910	HVH-2500-S13	CR-1
46	86	Suspensión	911	HV-630-R15	BR-1
47	187	Amarre	907	HVH-1000-S13	CR-1
48	142	Fin de línea	911	HVH-4500-S13	CR-2

Tabla 28: Apoyos seleccionados en el recorrido de la línea aérea de M.T.

Según reglamento, se colocará un apoyo con la función de anclaje aproximadamente cada 3 kilómetros en la línea aérea.

6.2. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS APOYOS.

En la tabla que se muestra a continuación se representan las hipótesis de sobrecarga que deberán considerarse de acuerdo con el ITC-LAT 07 para los cálculos de las tensiones máximas.

Hipótesis		Zona A Altitud menor a 500 m	Zona B Altitud entre 500 y 1000 m	Zona C Altitud superior a 1000 m
Tracción máxima	Hipótesis de viento	-5°C + viento de 120km/h	-10°C + viento de 120km/h	-15°C + viento de 120km/h
	Hipótesis de hielo	No aplica	-15°C + hielo	-20°C + hielo
	Hipótesis de viento	-15°C + viento de 120km/h		
Flecha máxima	Hipótesis de hielo	0°C	0°C + Hielo	0°C + Hielo
	Hipótesis de temperatura	50°C		

Tabla 29: Hipótesis aplicables en cada zona para tracción máxima y flecha máxima [26].

En el caso objeto del presente proyecto, la línea se ubica entre unas cotas de 800 y 900 metros aproximadamente por encima del nivel del mar, por lo que los cálculos mecánicos atenderán a las disposiciones prescritas para la zona B.

La tabla de tracciones máximas que soportarán los apoyos resultará, para el caso de las hipótesis que supongan un esfuerzo mayor, de la siguiente forma:

Esfuerzos verticales.

Nº apoyo	Esfuerzos máximos [daN]			
	1º Hipótesis	2º Hipótesis	3º Hipótesis	4º Hipótesis
1	134	310	---	310
2	106	224	224	---
3	263	662	662	---
4	217	549	549	---
5	214	542	542	---
6	161	361	361	---
7	276	640	640	---
8	74	147	147	---
9	350	824	824	---

Tabla 30: Tracciones verticales máximas soportadas por los apoyos bajo las condiciones de máxima sobrecarga.

Nº apoyo	Esfuerzos máximos [daN]			
10	354	881	881	---
11	119	304	304	---
12	115	245	245	---
13	323	809	908	---
14	279	645	645	---
15	306	751	751	---
16	129	355	355	---
17	134	290	290	---
18	207	520	520	---
19	312	779	779	---
20	139	355	355	---
21	154	342	342	---
22	274	683	683	---
23	156	346	346	346
24	205	514	514	---
25	127	274	274	---
26	280	699	699	---
27	220	552	552	---
28	123	265	265	---
29	170	430	430	---
30	413	1.027	1.027	---
31	48	81	81	---
32	167	371	371	---
33	---	---	---	---
34	316	801	801	---
35	3	31	31	---
36	458	1.135	1.135	---
37	119	302	302	---
38	193	486	486	---
39	132	337	337	---
40	191	483	483	---
41	242	558	558	---
42	206	518	518	---
43	257	646	646	---
44	102	217	217	217
45	159	350	350	---
46	309	773	773	---
47	157	353	353	---
48	164	386	---	386

Tabla 30: Tracciones verticales máximas soportadas por los apoyos bajo las condiciones de máxima sobrecarga.

Esfuerzos horizontales.

Nº apoyo	Esfuerzos máximos [daN]			
	1ª Hipótesis	2ª Hipótesis	3ª Hipótesis	4ª Hipótesis
1	3.598	3.985	---	1.328
2	592	184	630	---
3	420	---	327	---
4	447	---	327	---
5	424	---	327	---
6	1.249	965	1.078	---
7	4.231	4.379	4.172	---
8	438	---	603	---
9	1.876	1.636	1.627	---
10	360	---	317	---
11	357	---	317	---
12	3.540	3.539	3.363	---
13	417	---	326	---
14	2.556	2.490	2.480	---
15	218	---	285	---
16	305	---	544	---
17	2.702	2.634	2.597	---
18	379	---	321	---
19	377	---	321	---
20	380	---	321	---
21	1.535	1.256	1.311	---
22	350	---	317	---
23	405	---	1.981	---
24	331	---	314	---
25	404	---	596	---
26	350	---	318	---
27	363	---	318	---
28	420	---	596	---
29	363	---	318	---
30	360	---	318	---
31	405	---	596	---
32	1.137	880	996	---
33	---	---	---	---
34	545	---	345	---
35	431	---	646	---
36	345	---	318	---
37	317	---	318	---
38	349	---	318	---
39	378	---	318	---
40	383	---	318	---
41	2.046	1.822	1.787	---
42	355	---	320	---
43	385	---	320	---
44	688	255	2.034	1.328
45	1.581	1.351	1.394	---
46	361	---	327	---
47	653	197	635	---
48	3.612	4.004	---	1.335

Tabla 31: Tracciones horizontales máximas soportadas por los apoyos bajo las condiciones de máxima sobrecarga.

6.2.1. APOYO DE ALTA.

Debido a las características del trazado de la línea, se hace necesario introducir un apoyo de la categoría de alta tensión, puesto que en los apoyos de media disponibles no existe ninguno que soporte las tensiones a las que se ve sometido el apoyo nº 33.

Por lo que se ha recurrido al catálogo del fabricante *Imedexsa* [15] y a partir de las tensiones calculada a través del RLAT que se han obtenido, se procede a la selección del apoyo más adecuado atendiendo a criterios económicos que cumplan con todos los requisitos de seguridad.

Cálculos mecánicos.

El apoyo nº 33 consiste en un apoyo de amarre que en encuentra con un ángulo de desviación de la traza de 8,34º

Los datos de partida que tenemos de la línea son los siguientes:

Longitud del vano anterior $a_1 = 95,65 \text{ metros}$

Longitud del vano posterior $a_2 = 278,92 \text{ metros}$

Desnivel entre los vanos 32-33 $d_1 = 1,56 \text{ metros}$

Desnivel entre los vanos 33-34 $d_2 = -8,54 \text{ metros}$

El apoyo que cumple con los esfuerzos que se producen bajo estas condiciones está seleccionado de la Serie Aves Milano, 1500 de altura libre 12 metros. El armado escogido para tales esfuerzos es una cruceta tipo "SM2C". Las dimensiones del apoyo y el armado se muestran en las siguientes figuras extraídas del catálogo del fabricante *Imedexsa*.

Denominación del apoyo y armado seleccionado para el nº 33: **MI-1500-12-SM2C**

Tabla indicativa de los esfuerzos útiles que pueden soportar en kgf las torres tipo Milano según el catálogo del fabricante *Imedexsa* en función del armado y Reglamento.

Tipo	MI-1.500	MI-2.000	MI-2.500	MI-3.000	MI-4.000
Esfuerzo útil con viento 120 km/h (C.S.=1,5)	1645	2220	2605	3090	4060
Esfuerzo útil con viento 60 km/h (C.S.=1,5)	1940	2440	2815	3290	4225
Esfuerzo útil sin viento (C.S.=1,5)	2015	2510	2895	3355	4290
Desequilibrio (C.S.=1,2)	2660	3290	3765	4380	5865
Torsión (C.S.=1,2)	1295				
Rotura Protección (C.S.=1,2)	1810	2080	2580	2725	2725
Carga Vertical por Fase	750				

Tabla 32: Esfuerzos útiles soportados por los apoyos de la gama Milano según el catálogo del fabricante *Imedexsa* [15].

Las tensiones máximas bajo las hipótesis de hielo y viento son:

$T_{Hf1} [daN]$	1.227
$T_{Hf2} [daN]$	1.436
$T_{Vf1} [daN]$	1.113
$T_{Vf2} [daN]$	1.271

Tabla 33: Tracciones horizontales y verticales máximas en el apoyo nº 33 bajo condiciones de máxima sobrecarga.

➤ **Eolovano.**

$$a_e = \frac{a_1 + a_2}{2} = 187,285 \text{ metros} \quad (47)$$

➤ **Gravivano con viento.**

$$a_{gvf} = \frac{a_1 + a_2}{2} \left(\frac{T_{Vf1}}{P_{Vf}} \cdot \frac{d_1}{a_1} - \frac{T_{Vf2}}{P_{Vf}} \cdot \frac{d_2}{a_2} \right) = 232,40 \text{ metros} \quad (48)$$

Donde P_{Vf} es la suma del peso propio del conductor más el esfuerzo del viento

$$P_{Vf} = 0,425 + 0,840 = 1,265 \text{ daN/m}$$

➤ **Gravivano con hielo.**

$$a_{ghf} = \frac{a_1 + a_2}{2} \left(\frac{T_{Hf1}}{P_{Hf}} \cdot \frac{d_1}{a_1} - \frac{T_{Hf2}}{P_{Hf}} \cdot \frac{d_2}{a_2} \right) = 245,55 \text{ metros} \quad (49)$$

Donde P_{Hf} es la suma del peso propio del conductor más el peso de la capa de hielo que se forma: $P_{Hf} = 0,425 + 0,673 = 1,098 \text{ daN/m}$

➤ **1ª Hipótesis (Viento).**

- Esfuerzos verticales:

$$F_{Vf} = P_{cond} + 2P_{cad} = 0,425 \times 232,40 + 2 \times 12,85 \times 0,981 = 121,63 \text{ daN} \quad (50)$$

Siendo P_{cad} el peso de la cadena de amarre de aisladores en la hipótesis de viento.

- Esfuerzos transversales:

$$F_{Tf} = (T_{Vf1} + T_{Vf2}) \sin \frac{\alpha}{2} + \left(\frac{a_1 + a_2}{2} \right) \cdot q \cdot \phi \cdot \cos \frac{\alpha}{2} = 323,68 \text{ daN} \quad (51)$$

Dónde:

α Es el ángulo de desviación de la traza.

\emptyset Es el diámetro del conductor expresado en mm.

q Es la presión del viento (para conductores $d \leq 16 \text{ mm}$). Para una velocidad del viento de 120 km/h .

$$q = 60 \left(\frac{v_v}{120} \right)^2 \quad (52)$$

- Esfuerzos longitudinales:

N/A

Existen realmente cargas longitudinales debidas a las diferencias de las tracciones de los conductores en los dos cantones a al viento sobre los vanos de diferentes longitudes, pero el RLAT no las considera por ser muy pequeñas.

➤ 2º Hipótesis (Hielo).

- Esfuerzos verticales:

$$F_{Vf} = P_{Hf} + 2P_{cad} = 1,098 \times 245,55 + 2 \times 12,85 \times 0,981 = 294,83 \text{ daN}$$

- Esfuerzos transversales:

$$F_{Tf} = (T_{Hf1} + T_{Hf2}) \sin \frac{\alpha}{2} = 186,26 \text{ daN}$$

- Esfuerzos transversales: N/A

➤ 3º Hipótesis (Desequilibrio de tracciones).

- Esfuerzos verticales:

Los mismos que en el caso de la 2º Hipótesis: $F_{Vf} = 294,83 \text{ daN}$

- Esfuerzos transversales:

$$F_{Tf} = (T_{Hf1} + 0,85T_{Hf2}) \sin \frac{\alpha}{2} = 173,38 \text{ daN}$$

- Esfuerzos longitudinales:

$$F_{Lf} = (T_{Hf1} - 0,85T_{Hf2}) \cos \frac{\alpha}{2} = 392,09 \text{ daN}$$

➤ 4º Hipótesis (Rotura de conductores).

- Esfuerzos verticales:

Los mismos que en el caso de la 2ª Hipótesis: $F_{Vf} = 294,83 \text{ daN}$

Para conductores rotos: $P_{cond_fr} = (P_{Pf} + 0,36\sqrt{\phi})a_{gh_fr} = 176,17 \text{ daN/m}$ (53)

Dónde: $a_{gh_fr} = \frac{a_1}{2} + \left(\frac{T_{Hf1}}{P_{Hf}} \cdot \frac{d_1}{a_1} \right) = 99,42 \text{ metros}$ (54)

- Esfuerzos transversales:

$$F_{T_fr} = T_{Hf} \cdot \sin \frac{\alpha}{2} = 100,44 \text{ daN} \quad (55)$$

- Esfuerzos longitudinales:

$$F_{L_fr} = T_{Hf} \cdot \cos \frac{\alpha}{2} = 1.432,48 \text{ daN} \quad (56)$$

En la siguiente tabla resumen se hace una comparativa de las tensiones máximas soportadas por el armado seleccionado y las tensiones máximas a las que se puede ver sometido. Como se podrá observar, las tensiones soportadas son mayores en todo caso.

Nº Apoyo	1ª Hipótesis [daN]			2ª Hipótesis [daN]			3ª Hipótesis [daN]			4ª Hipótesis [daN]			Distancia entre conduct.	
	V_{fase}	T_{fase}	L_{fase}	V_{fase}	T_{fase}	L_{fase}	V_{fase}	T_{fase}	L_{fase}	V_{fase}	T_{fase}	L_{fase}		
33	122	324	N/A	295	186	N/A	295	173	392	295	100	1.432	1,88	1,88
SM2C	750	1.725	1.725	750	2.125	2.125	750	2.750	2.750	750	1.595	1.595	2,00	2,2

Tabla 34: Esfuerzos verticales, transversales y longitudinales que deberá soportar el apoyo MI-1500-12 bajo las 4 hipótesis. Distancias entre conductores.

Para validar el apoyo de la gama que se ha seleccionado, el catálogo del fabricante ofrece unas tablas en las que se compara el esfuerzo útil frente al momento torsor, introduciendo ambos valores el punto resultante debe quedar siempre por debajo de la curva.

➤ Momento torsor.

$$M_t = F_{L_fr} \cdot B = 2.865 \text{ daNm} \quad (57)$$

Donde $B = 2,2 \text{ metros}$ la longitud del brazo como se muestra en la figura 2

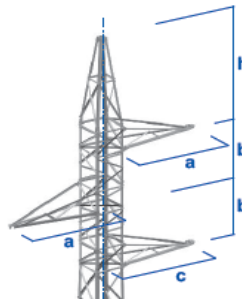


Figura 2: Armado de la gama SM2C [15].

Donde las medidas corresponden a las de la tabla siguiente.

SM2C	
a	2 m
b	1,5 m
c	2,2 m
h	2,3 m

Tabla 35: Longitudes de los brazos del armado SM2C [15].

➤ **Esfuerzo útil.**

$$F_{\text{útil}} = (F_{T_{fr}} + 2F_{T_f})coef = 567,54 \text{ daN} \quad (58)$$

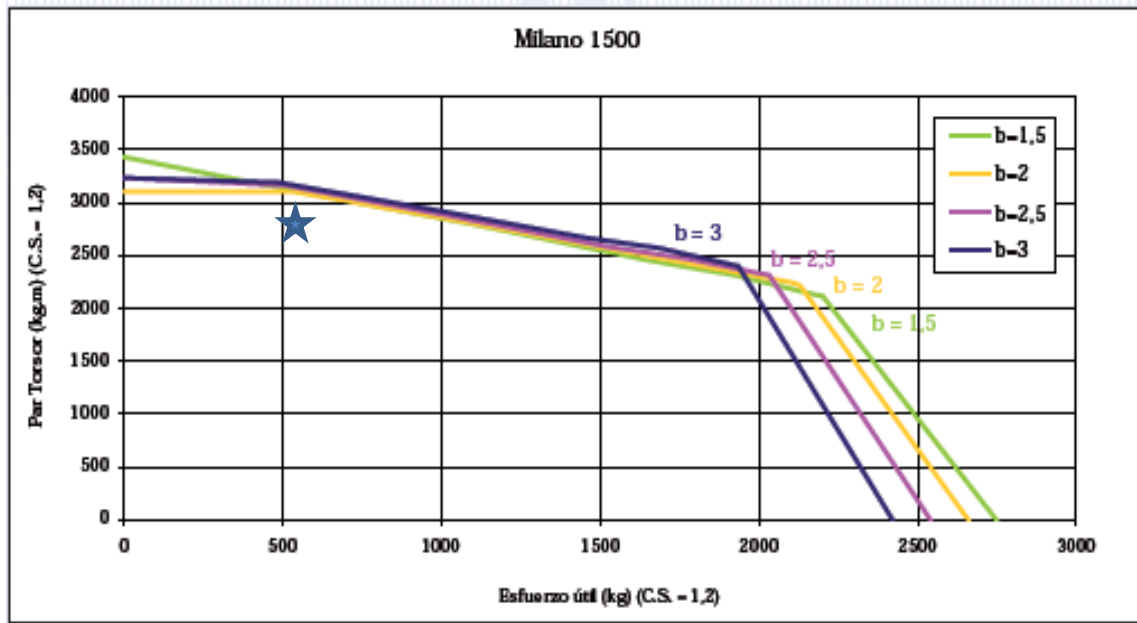


Figura 3: Límite del par torsor soportado por los apoyos de la gama Milano [15].

Queda comprobar que las distancias entre conductores cumplen con los requisitos de seguridad del RLAT. Para ello se calculan las distancias mínimas, como se mostrará en el apartado 7.2, estas serán para el caso en el que la flecha sea mayor (Hipótesis de viento $f_{\text{máx}} = 8 \text{ metros}$)

Como se puede comprobar el armado elegido es válido para el apoyo nº 33.

6.3. CÁLCULO MECÁNICO DE LOS CONDUCTORES

El cálculo de los esfuerzos de tracción que soportarán los conductores seleccionados se realiza atendiendo a los siguientes factores condicionantes [26]:

- Con el fin de evitar la aparición de fenómenos vibratorios, la tensión de trabajo de los conductores a una temperatura de 15°C y sin sobrecarga no debe exceder el 15% de la carga de rotura EDS (Every Day Stress).
- El coeficiente de seguridad a la rotura debe ser igual o superior a 3 en las condiciones atmosféricas que provoquen las condiciones de tensión máximas en los conductores.
- Se pretende ajustar los tenses máximos a valores inferiores y próximos a los valores nominales de los esfuerzos de los apoyos normalizados utilizados.

Para que se cumplan dichas condiciones, se calcularán las flechas que adquirirán los conductores para los diferentes vanos en el momento de construcción en el que se tiende la línea (tablas de regulación), además de la máxima flecha que se pueda generar bajo las condiciones más desfavorables.

Vanos de regulación.

El vano ideal de regulación viene dado por la expresión siguiente:

$$a_r = \sqrt{\frac{\sum a_i^3}{\sum a_i}} \quad (59)$$

Siendo:

a_r El vano de regulación expresado en metros.

a_i Los sucesivos vanos de alineación entre dos apoyos de amarre consecutivos (m).

Esfuerzos y flechas máximas admisibles.

En la tabla 29 que se muestran las hipótesis que deberán considerarse en el caso del cálculo mecánico de los conductores.

Tracción máxima del conductor.

La tracción máxima admisible no será superior a su carga de rotura dividida entre el coeficiente de seguridad, que será igual a 3 considerándolo sometido a las condiciones más desfavorables según sea la zona de actuación.

Para el cálculo de dichas tracciones es necesario primero emplear la ecuación de cambio de condiciones, que asignará nuevos valores de tensión a las nuevas condiciones de temperatura y sobrecarga en el conductor a partir de las condiciones iniciales dadas, que vendrán determinadas por los límites estático y dinámico definidos a continuación, de forma que la situación inicial será la que establezca las condiciones más desfavorables.

$$T_2^2 \cdot \left(T_2 + \left(\frac{a^2 \cdot p_1^2}{24 \cdot T_1^2} - \alpha \cdot \theta_1 - \frac{T_1}{S \cdot E} + \alpha \cdot \theta_2 \right) \cdot S \cdot E \right) = \frac{a^2 \cdot p_2^2 \cdot S \cdot E}{24} \quad (60)$$

Dónde cada parámetro:

T_1 y T_2 Son las tensiones horizontales iniciales y finales del conductor en daN .

E Es el módulo de elasticidad del conductor seleccionado expresado en daN/mm^2 .

S Es la sección del conductor en mm^2 .

α Es el coeficiente de dilatación lineal del conductor $1/^\circ C$.

θ_1 y θ_2 Son las temperaturas iniciales y finales del conductor en $^\circ C$.

p_1 y p_2 Son los pesos totales del conductor en las condiciones iniciales y finales en daN/m .

a Es la longitud del vano expresado en metros.

Límite estático.

En condiciones de tracción máxima (según la zona de altitud), el coeficiente de seguridad a la rotura no debe ser inferior a 3, con ello obtendremos el tense máximo para el conductor LA-110.

$$T_1 = \frac{4317}{3} = 1.436 \text{ daN}$$

Límite dinámico.

Consta de dos coeficientes que serán los mismos en todo el cálculo.

➤ **CHS (Cold Hour Stress).**

Tiene en cuenta el fenómeno vibratorio eólico del conductor en las mínimas condiciones de temperatura, en las que la tensión no debe experimentar un determinado porcentaje de la carga de rotura. Se establece un CHS del 20% para todo tipo de conductores.

➤ **EDS (Every Day Stress).**

A la hora de determinar las tracciones mecánicas de los conductores se debe tener en cuenta la incidencia de los posibles fenómenos vibratorios que puedan aparecer, pues da lugar al desgaste y al acortamiento de vida útil de los conductores. Se considerará un fenómeno vibratorio a 15°C sin viento, de modo que la tensión no sobrepase un 15% de su carga de rotura.

6.4. TRACCIÓN MÁXIMA EN LOS CONDUCTORES.

Para su cálculo se hará uso de la ecuación de cambio de condiciones ya mencionada anteriormente. Las condiciones de partida se fijarán teniendo en cuenta conjuntamente los límites estático y dinámico.

El cuadro resumen que se muestra a continuación recoge las tracciones máximas en las condiciones más desfavorables a las que se ve sometido el conductor:

Cantón	Vano regulación [m]	Tenses máximos [daN]	
		Hipótesis de viento -10°C	Hipótesis de hielo -15°C
1-2	138	1.197	1.328
2-6	162	1.223	1.363
6-7	115	1.158	1.280
7-8	146	1.206	1.341
8-9	140	1.200	1.332
9-12	134	1.193	1.322
12-14	159	1.220	1.359
14-16	82	1.079	1.187
16-17	90	1.099	1.210
17-21	144	1.204	1.338
21-23	133	1.192	1.321
23-25	125	1.182	1.308
25-28	135	1.194	1.324

Tabla 36: Tracciones máximas que se producen en el conductor bajo condiciones de máxima sobrecarga.

Cantón	Vano regulación [m]	Tenses máximos [daN]	
		Hipótesis de viento -10°C	Hipótesis de hielo -15°C
28-31	135	1.194	1.324
31-32	130	1.188	1.316
32-33	96	1.113	1.227
33-35	242	1.271	1.436
35-41	137	1.196	1.327
41-44	141	1.201	1.333
44-45	153	1.214	1.351
45-47	162	1.223	1.363
47-48	142	1.202	1.335

Tabla 36: Tracciones máximas que se producen en el conductor bajo condiciones de máxima sobrecarga.

6.5. FLECHAS MÁXIMAS.

Las flechas se calcularán para las condiciones más desfavorables. Las catenarias están representadas en el perfil con un parámetro de flecha máxima a una temperatura de 50°C.

Nº Apoyos	Flechas máximas [m]			Nº Apoyos	Flechas máximas [m]		
	Hipótesis de viento	Hipótesis de temperatura	Hipótesis de hielo		Hipótesis de viento	Hipótesis de temperatura	Hipótesis de hielo
1-2	2,25	2,29	2,17	25-26	2,02	2,06	1,95
2-3	2,88	2,89	2,81	26-27	2,15	2,20	2,08
3-4	2,90	2,91	2,83	27-28	2,34	2,40	2,26
4-5	3,70	3,72	3,61	28-29	2,09	2,14	2,02
5-6	2,28	2,29	2,22	29-30	2,41	2,46	2,32
6-7	1,68	1,75	1,60	30-31	2,03	2,07	1,96
7-8	2,50	2,54	2,43	31-32	2,04	2,09	1,96
8-9	2,34	2,38	2,26	32-33	1,24	1,35	1,18
9-10	2,08	2,13	2,01	33-34	8,00	7,89	7,90
10-11	2,34	2,40	2,26	34-35	2,32	2,36	2,24
11-12	2,01	2,05	1,94	35-36	2,38	2,43	2,30
12-13	2,91	2,93	2,83	36-37	1,69	1,72	1,63
13-14	2,83	2,85	2,76	37-38	1,69	1,72	1,63
14-15	0,68	0,77	0,64	38-39	2,47	2,52	2,38
15-16	1,19	1,34	1,12	39-40	2,41	2,46	2,33
16-17	1,14	1,25	1,07	40-41	2,59	2,64	2,50
17-18	2,47	2,50	2,39	41-42	1,97	2,01	1,91
18-19	2,37	2,41	2,30	42-43	2,27	2,31	2,20
19-20	2,40	2,44	2,33	43-44	2,78	2,83	2,69
20-21	2,45	2,48	2,37	44-45	2,69	2,71	2,61
21-22	1,81	1,85	1,75	45-46	0,84	0,84	0,82
22-23	2,38	2,44	2,30	46-47	3,95	3,96	3,84
23-24	1,74	1,79	1,67	47-48	2,38	2,42	2,31
24-25	2,06	2,13	1,99				

Tabla 37: Flechas máximas que se producen bajo condiciones de máxima sobrecarga.

6.6. TABLAS DE REGULACIÓN.

Se calculan las flechas con las que debe ser instalado el conductor en función de la temperatura y sin sobrecarga alguna. Para este cálculo se debe tener en cuenta el desnivel existente entre los apoyos que conforman cada vano.

Las flechas resultantes se obtienen a partir de la siguiente expresión:

$$f = H \cdot \cosh\left(\frac{x_m}{H}\right) \cdot \left(\cosh\left(\frac{a}{2H}\right) - 1\right) \quad (61)$$

Siendo:

H El parámetro de la catenaria en metros.

x_m El desnivel del apoyo en metros. Donde:

$$x_m = \frac{x_s + x_l}{2} \quad (62)$$

x_s Abscisa del apoyo superior en metros.

x_l Abscisa del apoyo inferior en metros.

a Longitud del vano proyectado expresado en metros.

Las tablas de regulación resultantes divididas por cantones resultan:

Cantón 1-2			Vano de regulación 138 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			790	690	607	539	484	439
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
2	138	-2	1,27	1,46	1,66	1,87	2,08	2,29

Tabla 38: Tabla de tendido cantón 1-2 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 2-6			Vano de regulación 162 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			767	683	613	555	507	468
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
3	159	11	1,76	1,98	2,21	2,44	2,67	2,89
4	160	7	1,78	1,99	2,22	2,45	2,69	2,91
5	181	9	2,26	2,54	2,83	3,13	3,43	3,72
6	142	7	1,40	1,57	1,75	1,93	2,11	2,29

Tabla 39: Tabla de tendido cantón 2-6 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 6-7			Vano de regulación 115 [m]					
Temperatura [Cº] Tense [daN]			0	10	20	30	40	50
			799	686	590	512	450	401
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
			0,88	1,03	1,19	1,38	1,56	1,75
7	115	10						

Tabla 40: Tabla de tendido cantón 6-7 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 7-8			Vano de regulación 146 [m]					
Temperatura [Cº] Tense [daN] Nº apoyo Vano Desnivel 8 146 7			0	10	20	30	40	50
			782	688	609	544	492	449
			Flecha [m]					
			1,46	1,66	1,87	2,09	2,32	2,54

Tabla 41: Tabla de tendido cantón 7-8 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 8-9			Vano de regulación 140 [m]					
Temperatura [Cº] Tense [daN] Nº apoyo Vano Desnivel			0	10	20	30	40	50
			788	690	607	540	486	442
			Flecha [m]					
9	140	21	1,34	1,53	1,73	1,95	2,17	2,38

Tabla 42: Tabla de tendido cantón 8-9 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 9-12			Vano de regulación 134 [m]								
Temperatura [Cº] Tense [daN]			0	10	20	30	40	50			
			794	691	606	536	479	434			
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]								
			10	132	10	1,17	1,34	1,53	1,73	1,93	2,13
			11	140	-5	1,31	1,50	1,72	1,94	2,17	2,40
			12	129	1	1,12	1,29	1,47	1,66	1,86	2,05

Tabla 43: Tabla de tendido cantón 9-12 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 12-14			Vano de regulación 159 [m]								
Temperatura [Cº] Tense [daN]			0	10	20	30	40	50			
			770	684	612	553	505	464			
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]								
			13	160	13	1,76	1,99	2,22	2,46	2,69	2,93
			14	158	2	1,72	1,93	2,16	2,39	2,62	2,85

Tabla 44: Tabla de tendido cantón 12-14 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 14-16			Vano de regulación 82 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			791	659	544	451	380	327
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
15	69	-3	0,32	0,38	0,46	0,56	0,66	0,77
16	90	-16	0,56	0,67	0,81	0,97	1,16	1,34

Tabla 45: Tabla de tendido cantón 14-16 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 16-17			Vano de regulación 90 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			793	665	556	467	398	347
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
17	90	3	0,55	0,65	0,78	0,93	1,09	1,25
Cantón 17-21			Vano de regulación 144 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			784	688	608	543	490	447
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
18	145	10	1,43	1,62	1,84	2,06	2,28	2,50
19	142	9	1,37	1,56	1,77	1,98	2,20	2,41
20	143	-2	1,39	1,58	1,79	2,01	2,22	2,44
21	145	3	1,42	1,61	1,82	2,04	2,27	2,48

Tabla 46: Tabla de tendido cantón 16-21 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 21-23			Vano de regulación 133 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			795	692	605	535	478	433
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
22	123	8	1,01	1,16	1,32	1,50	1,68	1,85
23	141	1	1,33	1,53	1,74	1,97	2,21	2,44

Tabla 47: Tabla de tendido cantón 21-23 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 23-25			Vano de regulación 125 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			802	694	602	528	468	421
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
24	119	5	0,94	1,09	1,25	1,43	1,61	1,79
25	130	3	1,12	1,29	1,49	1,70	1,92	2,13

Tabla 48: Tabla de tendido cantón 23-25 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 25-28			Vano de regulación 135 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			793	691	606	536	480	435
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
26	130	10	1,13	1,30	1,48	1,68	1,87	2,06
27	134	2	1,21	1,38	1,58	1,78	1,99	2,20
28	140	-1	1,32	1,51	1,72	1,94	2,17	2,40

Tabla 49: Tabla de tendido cantón 25-28 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 28-31			Vano de regulación 135 [m]								
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50			
Tense [daN]			793	691	606	536	480	435			
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]								
			29	132	7	1,18	1,35	1,54	1,74	1,94	2,14
			30	142	9	1,35	1,55	1,77	2,00	1,23	2,46
			31	130	-10	1,14	1,30	1,49	1,68	1,88	2,07

Tabla 50: Tabla de tendido cantón 28-31 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 31-32			Vano de regulación 130 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			798	693	604	532	475	428
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
32	130	4	1,12	1,29	1,48	1,68	1,89	2,09

Tabla 51: Tabla de tendido cantón 31-32 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 32-33			Vano de regulación 96 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			795	670	564	478	411	361
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
33	96	5	0,61	0,73	0,86	1,02	1,18	1,35

Tabla 52: Tabla de tendido cantón 32-33 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 33-35			Vano de regulación 242 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			699	654	614	580	551	524
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
34	279	-4	5,92	6,33	6,73	7,13	7,52	7,89
35	140	-5	1,49	1,60	1,70	1,80	1,89	1,99

Tabla 53: Tabla de tendido cantón 33-35 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 35-41			Vano de regulación 137 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			791	690	607	538	483	438
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
36	141	14	1,35	1,54	1,75	1,98	2,21	2,43
37	119	-9	0,95	1,09	1,24	1,40	1,56	1,72
38	119	-5	0,95	1,09	1,24	1,40	1,56	1,72
39	144	-8	1,39	1,60	1,82	2,05	2,28	2,52
40	142	-3	1,36	1,56	1,77	2,00	2,23	2,46
41	147	-2	1,46	1,67	1,90	2,15	2,39	2,64

Tabla 54: Tabla de tendido cantón 35-41 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 41-44			Vano de regulación 141 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			787	689	608	541	487	443
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
42	129	-3	1,13	1,29	1,46	1,64	1,83	2,01
43	139	-5	1,30	1,48	1,68	1,89	2,10	2,31
44	153	-12	1,59	1,82	2,06	2,32	2,57	2,83

Tabla 55: Tabla de tendido cantón 41-44 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 44-45			Vano de regulación 153 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			775	686	611	549	499	458
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
45	153	2	1,60	1,81	2,03	2,26	2,49	2,71

Tabla 56: Tabla de tendido cantón 44-45 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 45-47			Vano de regulación 162 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			767	683	613	555	507	468
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
46	86	3	0,51	0,58	0,64	0,71	0,78	0,84
47	187	-7	2,41	2,71	3,02	3,34	3,65	3,96

Tabla 57: Tabla de tendido cantón 45-47 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

Cantón 47-48			Vano de regulación 142 [m]					
Temperatura [Cº]			0	10	20	30	40	50
Tense [daN]			786	689	608	542	488	444
Nº apoyo	Vano	Desnivel	Flecha [m]					
48	142	4	1,37	1,56	1,77	1,99	2,21	2,42

Tabla 58: Tabla de tendido cantón 47-48 en condiciones estándar y sin sobrecarga.

7. DISTANCIAS DE SEGURIDAD.

En este apartado se detallan las distancias mínimas de seguridad, las separaciones entre conductores y entre estos y los apoyos, así como las distancias mínimas entre los conductores y en terreno según el RLAT [26].

7.1. DISTANCIA DE LOS CONDUCTORES AL TERRENO.

La altura de los apoyos elegidos será tal que los conductores queden por encima de una distancia mínima calculada bajo la hipótesis de flecha máxima vertical (bajo una determinadas condiciones extremas de temperatura o hielo) [26]. Dicha altura será de:

$$D_{add} + D_{el} = 5,3 + D_{el} \quad (63)$$

Con un mínimo de 6 metros. En el caso que ocupa al proyecto $D_{el} = 0,22 \text{ m}$ como se muestra en la tabla 59. Por lo que los conductores no deberán quedar en ningún momento a menos de 6 metros de cualquier punto del terreno.

La línea cumple dichos requisitos como puede verse en los planos adjuntos en el Documento 5: Planos.

7.2. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES.

Según RLAT la distancia mínima de seguridad entre conductores de fase es aquella en la que los cables están sometidos a tensión mecánica sin existir riesgo de cortocircuito entre estos o entre conductores y tierra.

Para dicho cálculo se hace uso de la fórmula del apartado 5.4.1 de la ITC-LAT 07.

$$D = k\sqrt{f_{m\acute{a}x} + L_{cad}} + k' \cdot D_{pp} \quad (64)$$

Dónde:

k Es un coeficiente que depende de la oscilación de los conductores con el viento, según la tabla 16 de la ITC-LAT 07.

Valores de K		
Ángulo de oscilación	Líneas de 1º y 2º categoría	Líneas de 3º categoría
$> 65^\circ$	0,70	0,65
entre 40° y 65°	0,65	0,60
$< 40^\circ$	0,60	0,55

Tabla 59: Valores del coeficiente K para la determinación de la distancia mínima de seguridad entre los conductores aéreos [26].

L_{cad} Es la longitud de la cadena de aisladores de suspensión.

k' Es un coeficiente que depende de la línea. $k' = 0,75$ para líneas que no son de categoría especial.

D_{pp} Es la distancia aérea mínima especificada para prevenir una descarga disruptiva entre conductores de fase. Dicho valor se indica en el apartado 5.2 de la ITC-LAT 07 en función de la tensión más elevada de la red.

Tensión más elevada de la red [kV]	D_{el} [m]	D_{pp} [m]
24	0,22	0,25

Tabla 60: Valores de distancias mínimas según ITC-LAT 07.

Las cadenas utilizadas son de aislamiento polimérico, cada tipo tiene una longitud característica, para nuestro caso se toma una medida genérica que asegure las distancias permitidas, dichas medidas se muestran en la tabla siguiente. En el caso de tener cadena de amarre la longitud de la cadena es cero.

A continuación se exponen las distancias resultantes y requeridas por cada cruceta.

Nº Apoyo	Armado	Longitud cadena	Distancia calculada [m]	Distancia permitida [m]
1	CR-2	0,00	1,10	2,05
2	H-35	0,00	1,21	1,75
3	BR-1	0,65	1,32	1,65
4	BR-1	0,65	1,44	1,65
5	BR-1	0,65	1,44	1,65
6	CR-1	0,00	1,10	1,65
7	H-35	0,00	1,14	1,75
8	CR-1	0,00	1,14	1,65
9	CR-1	0,00	1,11	1,65
10	BR-1	0,65	1,23	1,65
11	BR-1	0,65	1,23	1,65

Tabla 61: Distancias entre conductores y distancias máximas permitidas.

Nº Apoyo	Armado	Longitud cadena	Distancia calculada [m]	Distancia permitida [m]
12	CR-2	0,00	1,21	2,05
13	BR-1	0,65	1,32	1,65
14	CR-1	0,00	1,20	1,65
15	BR-1	0,65	1,03	1,65
16	CR-1	0,00	0,88	1,65
17	CR-1	0,00	1,14	1,65
18	BR-1	0,65	1,25	1,65
19	BR-1	0,65	1,24	1,65
20	BR-1	0,65	1,25	1,65
21	CR-1	0,00	1,13	1,65
22	BR-1	0,65	1,24	1,65
23	CR-1	0,00	1,12	1,65
24	BR-1	0,65	1,19	1,65
25	CR-1	0,00	1,06	1,65
26	BR-1	0,65	1,20	1,65
27	BR-1	0,65	1,23	1,65

Tabla 61: Distancias entre conductores y distancias máximas permitidas.

En ningún caso excede las distancias máximas permitidas por los armados.

7.3. DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES Y PARTES PUESTAS A TIERRA.

Según RLAT la separación mínima entre los conductores y sus accesorios en tensión y los apoyos no será inferior al valor de D_{el} con un mínimo de 0,2 metros.

En el caso objeto del presente proyecto $D_{el} = 0,22 \text{ metros}$ por lo que esta será la distancia que no se superará en ningún caso.

7.4. ÁNGULOS DE OSCILACIÓN DE LAS CADENAS DE SUSPENSIÓN.

Se tendrá en cuenta la oscilación de las cadenas de suspensión por efecto del viento, puesto que este puede hacer que oscilen hasta tocar partes en tensión. En la siguiente tabla se muestra que la previsión de dichas oscilaciones no supera un ángulo máximo considerado peligroso.

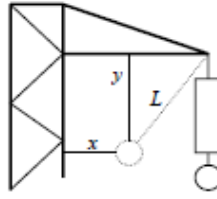


Figura 4: Ángulo máximo entre cadenas de suspensión y partes
Del apoyo en tensión.

El ángulo de desviación se obtiene mediante la siguiente expresión para el caso de los apoyos que cumplen la función de alineación.

$$\theta = \frac{q_{cond} + \frac{q_{aisl}}{2}}{p_p + \frac{p_{aisl}}{2}} \quad (65)$$

Para los apoyos que tienen cierto ángulo de desviación de la traza, la expresión será.

$$\theta = \frac{q_{cond} \cos\left(\frac{180^\circ - \alpha}{2}\right) + \frac{q_{aisl}}{2} + R_v}{p_p + \frac{p_{aisl}}{2}} \quad (66)$$

Siendo:

θ La tangente del ángulo que forma la cadena de suspensión con la vertical al desviarse con el viento como se puede ver en la figura 4.

q_{cond} y q_{aisl} El esfuerzo de la presión del viento sobre el conductor y sobre la cadena de aisladores con un viento de 120 km/h.

p_p y p_{aisl} El peso propio del conductor y de la cadena de aisladores.

R_v La resultante del ángulo en la correspondiente zona con sobrecarga de viento.

α Ángulo que forman los conductores de la línea.

En la tabla siguiente se muestra la comparativa entre el máximo ángulo permitido por seguridad y el ángulo máximo real que se produce por oscilación.

Nº de apoyo	Desviación con viento [°]	Ángulo proyectado [°]	Resguardo [°]
3	42,84	68,00	25,16
4	51,11	68,00	16,89
5	49,77	68,00	18,23
10	29,67	68,00	38,33
11	63,06	68,00	4,94
13	36,39	68,00	31,61
15	21,24	68,00	46,76
18	47,30	68,00	20,70
19	34,40	68,00	33,60
20	60,14	68,00	7,86
22	35,98	68,00	32,02
24	43,13	68,00	24,87
26	35,38	68,00	32,62
27	43,91	68,00	24,09
29	52,23	68,00	15,77
30	25,86	68,00	42,14
34	45,34	68,00	25,66
36	22,65	68,00	48,35
37	59,39	68,00	8,61
38	46,75	68,00	21,25
39	61,61	68,00	6,39
40	50,09	68,00	17,91
42	45,26	68,00	22,74
43	40,81	68,00	27,19
46	33,43	68,00	34,57

Tabla 62: Ángulo de desviación de las cadenas de suspensión.

Se deja un margen de seguridad suficiente para que la cadena de aisladores no entre en contacto con la torre ni con partes de la línea en tensión.

DOCUMENTO Nº 3

PRESUPUESTO

Línea M.T. aérea 20 kV.

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
15	Poste de hormigón HV-630-R13	359,06	7.846,35	13.232,25
7	Poste de hormigón HV-630-R15	462,46	4.709,53	7.946,75
1	Poste de hormigón HVH-1000-S11	576,28	833,97	1.410,25
5	Poste de hormigón HVH-1000-S13	737,55	4.728,25	8.416,00
1	Poste de hormigón HVH-1000-S15	1.020,07	1.224,14	2.244,21
2	Poste de hormigón HVH-1000-S17	1.239,12	2.795,16	5.273,40
1	Poste de hormigón HVH-1600-S13	1.031,60	1.021,83	2.053,43
1	Poste de hormigón HVH-1600-S17	1.260,55	1.411,17	2.671,72
6	Poste de hormigón HVH-2500-S13	1.176,54	6.885,90	13.945,14
2	Poste de hormigón HVH-3500-S13	1.393,20	3.854,72	5.247,92
3	Poste de hormigón HVH-4500-S13	2.050,87	6.346,47	12.499,08
1	Apoyo metálico C-1000-20	1.614,22	2.015,31	3.629,53
1	Apoyo metálico C-7000-14	2.146,49	2.367,44	4.513,93
1	Apoyo tubular metálico CH-1000-17,5P	1.585,83	1.991,24	3.577,07
1	Apoyo metálico de A.T. MI-1500-12			
23	Cruceta bóveda BR-1 en apoyo de hormigón	170,86	690	4.619,78
2	Cruceta bóveda B-2 en apoyo de hormigón	500,68	60,00	560,68
16	Cruceta recta CR-1 en apoyo hormigón	163,64	325,12	2.943,36
4	Cruceta recta CR-2 en apoyo hormigón	211,16	67,05	844,65
1	Cruceta recta CR-1 en apoyo metálico	163,64	46,83	210,47
2	Cruceta c. horizontal H-35 en apoyo metálico de celosía	134,35	93,26	361,96
1	Cruceta SM2C en apoyo metálico de A.T.	172,66	46,83	219,49
22	Señal de riesgo eléctrico en apoyos M.T.	2,21	38,37	86,99
83	Cadena suspensión LA-110 aislador compuesto	25,71	296,25	2.224,50
138	Cadena amarre LA-110/LARL-125 aislador compuesto avifauna	32,59	750,96	5.247,90
12	Cadena suspensión-cruce LA-110 Aislador compuesto Nivel II	44,16	45,88	575,80
1	6,941 km tendido línea trifásica LA-110	27.456,93	13.511,68	40.968,61
1	Deriv. por conector presión por cuña LA-110/LA-56	17,69	2,47	20,16
48	Puesta a tierra apoyos metálicos y de hormigón M.T.	40,74	1047,84	3.003,36
8	Montaje de protecciones para L.M.T. tendido en cruce de carretera	0,00	1.504,80	1.504,80
1	Juego de 3 seccionadores unipolares intemperie 24 kV/630 A	428,53	30,72	459,25
2	Juego 3 pararrayos autoválvulas 24 kV	375,62	55,58	806,82

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
1	Juego 3 seccionadores cortacircuitos de intemperie XS-200A/24kV	320,07	27,56	347,63
1	Desmontaje de apoyo existente nº D22-208 de chapa metálica	---	2.193,87	2.193,87
1	Retensado de 358 metros de conductor LA-56 existente	---	1.605,27	1.605,27
Total presupuesto línea aérea Media Tensión [euros]				155.466,03

Línea M.T. subterránea.

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
12,4	m ² rotura y reposición de acera cemento continuo-firme 15 cm	---	768,06	768,06
2,4	m ² rotura y reposición de calzada hormigón asfáltico-firme 15 cm	---	227,21	227,21
0,8	m ² rotura y reposición de acera loseta hidráulica-firme 15 cm	---	46,95	46,95
5,2	m ² apertura y reposición de zona ajardinada	---	198,38	198,38
0,4	m ² rotura y reposición de acera hormigón firme 15 cm	---	32,60	32,60
47	M. zanja en semi-roca (0,4x0,80 m.)	---	1.441,96	1.441,96
6	M. zanja en semi-roca (0,4x1,00 m.)	---	220,86	220,86
17,6	m ³ excavación zanjas no tipificadas en semi-roca	---	1.048,43	1.048,43
17,6	m ³ tierra aportada para el relleno de zanjas	---	489,63	489,63
108	M. tubo verde de 125 mm diámetro para telecomunicaciones	1,52	230,04	394,20
108	M. canalización con 2 tubos p. rojo de 160 mm en tierra o arena	4,05	642,60	1.080
55	M. acondicionamiento de zanja 1 línea de protección placas PPC	3,54	305,25	499,95
2	Sellado de hasta 3 tubos	---	17,82	17,82
108	M. cable de aluminio RHZ1-150	19,30	642,60	2.727
108	Cinta de señalización de polietileno de 150 mm de ancho de aviso de riesgo eléctrico.	0,25	54,00	81,00
Total presupuesto línea subterránea Media Tensión [euros]				9.274,05

Centro de transformación 630 kVA.

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
1	Edificio de transformación monobloque prefabricado de hormigón armado 3,28x2,38x2,59 m	6.037,26	437,23	6.474,49
16	m ² Preparación terreno para instalación del C.T. prefabricado	---	661,63	661,63
1	Transformador trifásico en baño en aceite de 630 kVA y 24 kV de tensión asignada, grupo de conexionado Dyn11	10.576,10	842,20	11.418,30
16	m ² acera perimetral de C.T. prefabricado en hormigón	---	576,00	576,00
1	Celda modular de protección con aislamiento integral de SF6, interruptor-seccionador tripolar rotativo de 3 posiciones y dimensiones 0,48x0,85x1,80	2.842,76	220,60	3.063,36
1	Celda de medida de tensión asignada 24 kV formada por cuerpo metálico y embarrado de cobre. Dimensiones 0,80x1,025x1,80 m.	1.749,47	165,28	1.914,75
1	Cuadro de Baja Tensión por seccionamiento en cabecera, 440 V de tensión asignada, 1600 A intensidad nominal. 4 salidas. Dimensiones 0,58x0,30x1,81 m.	1.312,35	143,16	1.455,51
1	Juego de puentes de Baja Tensión B2 de 240 mm ² de sección de cable y 2,5 metros de longitud.	357,66	60,27	417,93
1	Conjunto fusible frío 63 A para equipos compactos	86,85	2,63	89,48
12	Fusible B.T. cobre	6,23	10,68	74,72
1	Anillo cuadrangular de protección exterior de 0,50 m de profundidad y 0,20 m de lado y 4 picas de 4 m de longitud	1.223	177,98	1.400,98
1	Instalación interior de tierras en el edificio de transformación. Conductores de cobre desnudo grapados y conectados a instalaciones de M.T. y B.T.	378,55	72,15	450,70
1	Equipo De iluminación en el interior del CTENP, equipo autónomo y de señalización de salida	277,49	100,74	378,23
1	Equipo de protección y maniobra para proteger al personal durante las operaciones en el interior del CTENP	485,70	---	485,70
Total presupuesto centro de transformación 630 kVA [euros]				28.861,78

Línea B.T. subterránea distribución.

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
14	m ² apertura y reposición de zona ajardinada.	---	534,10	534,10
16,8	m ² rotura y reposición de acera loseta hidráulica-firme 15 cm.	---	985,95	985,95
9,6	m ² rotura y reposición de calzada hormigón asfáltico-firme 15 cm.	---	908,84	908,84
79,2	m ² rotura y reposición de acera cemento continuo-firme 15 cm.	---	4.905,67	4.905,67
24	M. zanja en semi-roca (0,4x1,00 m.)	---	883,44	883,44
275	M. zanja en semi-roca (0,4x0,80 m.)	---	8.437	8.437
299	M. canalización con 2 tubos p. rojo de 160 mm en tierra o arena.	4,05	1.779,05	2.990
23	Sellado de hasta 2 tubos.	---	136,62	136,62
126	M. cable de aluminio XZ1 0,6/1 kV 50 mm ² de sección.	3,14	749,70	1.145,34
55	M. cable de aluminio XZ1 0,6/1 kV 95 mm ² de sección.	4,74	327,25	587,95
13	M. cable de aluminio XZ1 0,6/1 kV 150 mm ² de sección.	6,74	77,35	164,97
85	M. cable de aluminio XZ1 0,6/1 kV 240 mm ² de sección.	8,23	505,75	1.205,30
20	M. cable de aluminio XZ1 0,6/1 kV 300 mm ² de sección.	10,33	119,00	325,60
299	Cinta de señalización de polietileno de 150 mm de ancho de aviso de riesgo eléctrico.	0,25	149,50	224,25
Total presupuesto línea subterránea Baja Tensión [euros]				23.435,03

Línea B.T. fotovoltaica.

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
11,6	m ² apertura y reposición de zona ajardinada.	---	442,54	442,54
0,8	m ² rotura y reposición de acera loseta hidráulica-firme 15 cm.	---	46,95	46,95
159,4	m ³ excavación zanjas no tipificadas en semi-roca	---	9.495,44	9.495,44
21	M. zanja en semi-roca (0,4x0,80 m.)	---	644,28	644,28
159,4	m ³ tierra aportada para el relleno de zanjas	---	4.434,49	4.434,49
97	M. cable de cobre XZ1FA3Z-K (AS) 150 mm ² de sección y tensión 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	28,73	577,15	3.363,96
60	M. cable de cobre XZ1FA3Z-K (AS) 16 mm ² de sección y tensión 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	2,90	357,00	531,00
362,2	M. cable de cobre XZ1FA3Z-K (AS) 10 mm ² de sección y tensión 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	1,78	2.155,09	2.799,81
519,2	M. canalización con 2 tubos p. rojo de 160 mm en tierra o arena.	4,05	3.089,24	5.192
9	Sellado de hasta 2 tubos.	---	53,46	53,46
519,2	Cinta de señalización de polietileno de 150 mm de ancho de aviso de riesgo eléctrico.	0,25	259,60	389,40
812,2	M. cable de cobre XZ1FA3Z-K (AS) 6 mm ² de sección y tensión 1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	1,14	4.832,59	5.758,50
Total presupuesto línea Baja Tensión fotovoltaica [euros]				33.151,83

Instalación fotovoltaica 200kW.

Uds.	Descripción	Precio unitario materiales	Mano de obra	Importe total
816	Módulos fotovoltaicos A-245P de la gama GSE Optimum de 245 W.	318,50	5.899,68	265.795,68
1	Inversor del fabricante <i>Vacon</i> modelo <i>8000 Solar 125-1500 kW</i>	66.350	1.724,93	68.074,93
4	Caja de conexiones individual para cada salida del inversor	237,62	222,03	1172,51
1	Caja de conexiones general	355,00	108,21	463,21
1	Caja de medida con contador	1.227,03	162,15	1.389,18
1	Equipo de medida de servicios auxiliares	484,16	162,15	646,31
1	Vallado de 4.899 m ³ de terreno con malla de simple torsión de 2 m de altura sobre cimentación de hormigón	9.985,28	1.263,47	11.248,75
1	Caseta de inversor	1.132,76	150,65	1.283,41
1,2	m ² Preparación terreno para instalación de caseta inversor	---	49,64	49,64
96	Estructura soporte suelo para módulos adaptable al marco	324,16	5.632,83	36.944,19
60	m ² de preparación de camino de acceso a la instalación con gravilla natural extendida y compactada	267,00	2.181,11	2.448,11
Total presupuesto línea Baja Tensión fotovoltaica [euros]				389.515,92

Resumen total presupuesto

Total importe línea M.T. aérea 20 kV. [euros]	155.466,03
Total importe línea M.T. subterránea [euros]	9.274,05
Total importe centro de transformación 630 kVA [euros]	28.861,78
Total importe línea B.T. subterránea distribución [euros]	23.435,03
Total importe línea B.T. fotovoltaica [euros]	33.151,83
Total importe instalación fotovoltaica 200kW [euros]	389.515,92
Total instalaciones [euros]	639.704,64
Gastos generales (15%) [euros]	95.955,70
Beneficio industrial (6%) [euros]	38.382,28
Parcial [euros]	774.042,62
Impuesto sobre el valor añadido (21%) [euros]	162.548,95
Total presupuesto [euros]	936.591,57

Asciende el importe total de ejecución del presupuesto del presente proyecto a la cantidad de **NOVECIENTOS TREINTA Y SEIS MIL QUINIENTOS NOVENTA Y UN EUROS CON CINCUENTA Y SIETE CÉNTIMOS.**

Madrid, 15 Junio de 2016.

Ingeniero Autor de Proyecto

Noelia Esgueva

Noelia Amparo Esgueva Perea

DOCUMENTO N° 4
PLIEGO DE CONDICIONES

ÍNDICE.

1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.	1
2. MATERIALES.	1
2.1. CONDUCTORES.	1
1.1.1. LÍNEA AÉREA.	1
1.1.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.	2
1.1.3. CABLEADO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	3
2.2. CADENAS DE AISLADORES.	4
2.3. HERRAJES Y ACCESORIOS.	4
2.4. APOYOS.	5
2.4.1. APOYOS DE ALINEACIÓN.	5
2.4.2. APOYOS DE ÁNGULO.	6
2.4.3. APOYOS DE ANCLAJE.	7
2.4.4. APOYOS DE FIN DE LÍNEA.	7
2.4.5. TABLAS DE CARACTERÍSTICAS.	7
2.5. CRUCETAS.	10
2.6. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	10
2.6.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.	10
2.6.2. MUROS Y TABIQUES.	11
2.6.3. SUELO.	11
2.6.4. ACABADOS.	11
2.6.5. CARPINTERÍA Y CERRAJERÍA .	12
2.6.6. TAPAS DE CANALES INTERIORES.	12
2.7. INSTALACIONES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.	12
2.7.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.	12
2.7.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE.	13
2.7.3. INVERSOR.	14
2.7.4. CABLEADO.	15
2.7.5. CONEXIÓN A RED.	15
2.7.6. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.	15
3. CIMENTACIONES.	16
4. PUESTA A TIERRA.	18
4.1. LÍNEA AÉREA.	18
4.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.	19
4.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	19
4.3.1. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.	19
4.3.2. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.	20
4.3.3. INSTALACIÓN DE LOS ELECTRODOS.	20
4.3.4. EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA.	21
4.3.5. MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD.	22
4.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	22

5. PROTECCIONES.	23
5.1. LÍNEA AÉREA.	23
5.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.	24
5.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	24
5.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	24
5.4.1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA.	25
5.4.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA.	25
6. NUMERACIÓN Y AVISO DE PELIGRO.	26
7. CANALIZACIONES.	27
8. EMPALMES Y TERMINALES.	27
9. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	28
9.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.	28
9.2. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS.	28
9.2.1. GRADO DE PROTECCIÓN.	29
9.2.2. POZO DE RECOGIDA DE LÍQUIDO DIELECTRICO REFRIGERANTE.	29
9.2.3. CANALIZACIONES.	29
9.2.4. DESAGÜES.	29
9.2.5. PUERTAS.	30
9.3. CONDICIONES ACÚSTICAS.	30
9.4. VENTILACIÓN.	30
9.5. EQUIPOTENCIALIDAD.	31
10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL C.T.	31
10.1. APARAMENTA ELÉCTRICA.	31
10.2. ACOMETIDA SUBTERRÁNEA.	32
11. EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS.	33
11.1. LÍNEA AÉREA.	33
11.1.1. TRANSPORTE Y ACOPIO DE APOYOS.	33
11.1.2. APERTURA DE HOYOS.	33
11.1.3. IZADO DE APOYOS.	34
11.1.4. TENDIDO Y TENSADO.	34
11.1.5. ARMADO DE APOYOS.	35
11.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.	36
11.2.1. APERTURA DE ZANJAS.	36
11.2.2. CANALIZACIONES.	36
11.2.3. TRANSPORTE DE BOBINA DE CABLE.	37
11.2.4. TENDIDO DE CABLES.	37
11.2.5. IDENTIFICACIÓN.	38
11.2.6. CIERRE DE ZANJAS.	38

11.3.	CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.	39
11.3.1.	EXCAVACIÓN.	39
11.3.2.	CIMENTOS.	39
11.3.3.	FORJADOS.	39
11.3.4.	MUROS Y TABIQUES.	40
11.4.	INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.	40
11.4.1.	MOVIMIENTO DE TIERRAS.	40
11.4.2.	CERRAMIENTO PERIMETRAL.	40
11.5.	CONEXIONADO.	41
11.5.1.	OPERACIONES PRECONEXIONADO.	41
11.5.2.	OTRAS OPERACIONES.	41
11.6.	UNIÓN Y SOLDADURA.	42
11.7.	REPOSICIÓN DEL TERRENO.	42
12.	PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.	42
12.1.	MANTENIMIENTO PREVENTIVO.	43
12.2.	MANTENIMIENTO CORRECTIVO.	43
13.	ADMISIÓN DE MATERIALES.	43
14.	RECEPCIÓN DE OBRA.	44
14.1.	CALIDAD DE LOS MATERIALES.	44
14.2.	TOLERANCIAS DE EJECUCIÓN.	44
14.3.	TOLERANCIAS DE UTILIZACIÓN.	45

1. OBJETO Y CAMPO DE APLICACIÓN.

Este Pliego de Condiciones determina las condiciones mínimas de seguridad aceptables para la ejecución de las obras de instalación de las redes necesarias de hasta 20 kV, especificadas en el correspondiente Proyecto.

Este Pliego de Condiciones se refiere al suministro e instalación de los materiales necesarios en el montaje de dichas líneas e instalaciones de Media y Baja Tensión.

2. MATERIALES.

2.1. CONDUCTORES.

1.1.1. LÍNEA AÉREA.

El tipo de conductor empleado será el LA-110 de Aluminio-Acero según Norma UNE 21018, recogido en la norma NI 54.63.01. Cuyas características se describen a continuación.

Sección total [mm^2]		116,20
Sección [mm^2]	Aluminio	94,20
	Acero	22,00
Composición	Alambres de aluminio	30uds.
	Alambre de acero	7uds.
Carga mínima de rotura [kg]		4.317
Resistencia eléctrica a 20°C [Ω/km]		0,3066
Peso total [kg/km]		425,00
Diámetro aparente [mm]		14,00
Coefficiente de dilatación lineal [$1/^\circ C$]		$18,6 \times 10^{-6}$
Módulo de elasticidad [N/mm^2]		79.000

Tabla 1: Características del conductor aéreo LA-110 [12].

De las tablas y coeficientes de reducción del Artículo 22 de RLAT se deduce la densidad de corriente máxima y la corriente máxima admisible que puede circular por cada conductor en régimen permanente, para una frecuencia de 50 Hz y corriente alterna.

Densidad de corriente máxima [A/mm^2]	2,69
Corriente máxima admisible [A]	315

1.1.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.

Línea subterránea de Media Tensión.

Teniendo en cuenta que la tensión nominal normalizada es de 20 kV y que en caso de defecto a tierra, la red no deberá ser explotada más que durante un corto intervalo de tiempo con una fase a tierra, las redes incluidas en este proyecto se pueden clasificar como redes de 1ª categoría, por lo que la tensión nominal adecuada de los cables a utilizar es de 12/20 kV [7].

De este modo el cable seleccionado será del tipo **RHZ1/OL 12/20 kV** cuyas características proporcionadas por el fabricante son las que se muestran a continuación.

Sección [mm^2]	150
Espesor nominal del aislamiento [mm]	5,5
Nivel de aislamiento impulsos [kV]	125
Intensidad admisible a cc 0,1 seg. [kA]	44,1
Intensidad admisible aire 40°C [A]	320
Intensidad admisible enterrado [A]	315
Resistencia a 20°C [Ω/km]	0,206
Reactancia inductiva [Ω/km]	0,110
Capacidad [$\mu F/km$]	0,257
Coeficiente de autoinducción [H/km]	0,342
Peso [kg/km]	1.140

Tabla 2: Características del cable subterráneo M.T. RHZ1/OL 12/20 kV [12].

Línea subterránea de Baja Tensión.

Para la distribución en Baja Tensión se utilizarán cables unipolares de 0,6/1 kV de tensión nominal XZ1 con aislamiento de polietileno reticulado XLPE y cubierta de poliolefina. La sección circular será compacta y presentará diferentes valores en función de la potencia a transportar.

Respecto al comportamiento al fuego, el cable será no propagador de la llama según ensayos definidos en la Norma UNE-EN 60332-1-2.

Las características del cable en función de la sección empleada (se usarán las secciones más normalizadas) son las que se muestran a continuación, según el fabricante *General Cable*.

XZ1 (S) 0,6/1 kV				
Sección [mm ²]	Intensidad 40°C [A]	Intensidad 25°C [A]	Peso kg/km	Radio de curvatura [mm]
50	125	135	205	50
95	200	200	355	65
150	290	260	530	80
240	390	340	840	100
300	455	385	1.025	135

Tabla 3: Características del cable subterráneo B.T. XZ1 0,6/1 kV [12].

1.1.3. CABLEADO INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Cables al aire.

Para el tramo 1 descrito en el apartado 5.4 del Documento nº 2: Cálculos, los cables se instalarán al aire, para ello se ha seleccionado la sección más adecuada de la gama de cables conductores del catálogo de *General cable*, que proporciona un tipo adecuado para instalaciones fotovoltaicas, gama *Exzhellent Solar*, conductores de cobre con aislamiento de elastómero termoestable libre de halógenos.

Las características que ofrece el cable con la sección más adecuada para el caso de la instalación que nos ocupa se muestran en el cuadro siguiente.

Cable	Tensión	Sección [mm ²]	Peso [kg/km]	Resistencia a 20°C [Ω/km]	$I_{m\acute{a}x}$ al aire [A]
ZZ-F (PV1-F)	1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	6	85	3,39	70

Tabla 4: Características del cable B.T. al aire para la instalación solar ZZ-F (PV1-F) [13].

Cables enterrados.

El resto de tramos que componen la instalación solar irán enterrados bajo tubo, para ellos se han elegido una serie de cables de la gama *Exzhellent Solar*, de distintas secciones según las características eléctricas de cada tramo. El conductor será de cobre clase 5 y el aislamiento de polietileno reticulado XLPE.

Las características de cada sección se recogen en la tabla siguiente:

Cable	Tensión	Sección [mm ²]	Peso [kg/km]	Resistencia a 20°C [Ω/km]	$I_{m\acute{a}x}$ enterrado [A]
XZ1FA3Z-K (AS)	1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	10	230	1,95	77
XZ1FA3Z-K (AS)	1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	16	290	1,24	100
XZ1FA3Z-K (AS)	1,8 kV DC – 0,6/1 kV AC	150	1.695	---	342

Tabla 5: Características del cable subterráneo B.T. para la instalación solar XZ1FA3Z-K (AS) [12].

2.2. CADENAS DE AISLADORES.

Los aisladores de la línea aérea serán de suspensión o amarre según la función del apoyo y estará compuesto por material polimérico aislante hasta 20 kV. Las principales características son las que se muestran.

Cadenas de suspensión	
Peso [daN/m]	3,33
Peso con hielo [daN/m]	4,65
Esfuerzo de viento [daN/m]	5,82
Longitud de la cadena [m]	0,65
Nivel de aislamiento	2
Acoplamiento UNE-EN 61466-1	16
Línea de fuga [mm]	≥ 600
Carga de rotura [kN]	≥ 70

Tabla 6: Características de las cadenas de aisladores de suspensión [6].

Para el caso de los apoyo con función de ángulo, se utilizarán cadenas de amarre con aislador polimérico de hasta 20 kV, cuyas características son las siguientes.

Cadenas de amarre	
Peso [daN/m]	8,73
Peso con hielo [daN/m]	11,65
Esfuerzo de viento [daN/m]	12,85
Longitud de la cadena [m]	0
Nivel de aislamiento	2
Acoplamiento UNE-EN 61466-1	16
Línea de fuga [mm]	≥ 600
Carga de rotura [kN]	≥ 70

Tabla 7: Características de las cadenas de aisladores de amarre [6].

2.3. HERRAJES Y ACCESORIOS.

Se utilizarán herrajes para las cadenas de aisladores de acero galvanizado en caliente, el acero de estos herrajes tendrá la calidad exigida de acuerdo con las designaciones de las Normas UNE 21009, UNE 207009 y UNE-EN 61284.

Tornillos y tuercas que dan sustento a la instalación cumplirán con las medidas establecidas DIN 7990 según la norma UNE 17721.

Las arandelas cumplirán con la Norma DIN 7989 impidiendo que la rosca que compone el tornillo se introduzca en ella más de un 50% de su espesor.

Las tuercas cumplirán la Norma DIN 555 (tuercas hexagonales).

2.4. APOYOS.

La selección de los apoyos se ha realizado teniendo en cuenta su función, esfuerzos soportados y atendiendo a criterios económicos. Se han seleccionado apoyos del tipo HV, en el caso de requerir apoyos de esfuerzos o alturas superiores, se emplearán apoyos de hormigón HVH, de hasta 17 metros de altura, o de celosía, de hasta 20 metros de altura.

Los apoyos seguirán las recomendaciones de la Norma UNE 36531 y UNESA 6702. Siendo las características de cada uno las que se detallan a continuación:

- **Apoyos HV:** Apoyos de hormigón armado-vibrado, los materiales empleados en la fabricación del poste de hormigón, en cuanto a tamaño, cantidad, mezclas, calidad, recubrimientos y resistencia parcial y total, se tendrá en cuenta lo indicado en las Normas UNE 207016 y UNE EN 12843.
- **Apoyos HVH:** Apoyo de hormigón armado-vibrado hueco. Se cumplen los requerimientos de los apoyos HV.
- **Apoyos C y CH:** Los armados utilizados estarán compuestos por armaduras de celosía con perfil angular de lados iguales. El material empleado será de acero no aleado y protegido mediante galvanización en caliente por inmersión. Tal proceso deberá cumplir lo establecido en la ETU 6618.
- **Apoyo de alta tensión:** Sus características se describen en el Documento 2: Cálculos, apartado 6.2.1.

2.4.1. APOYOS DE ALINEACIÓN.

Los apoyos adoptados para aquellos que cumplen la función de alineación son los siguientes.

Nº Apoyo	Tipo de apoyo	Coeficiente de Seguridad	
		Vertical	Horizontal
3	HV-630-R15	63,90	3,08
4	HV-630-R15	73,60	2,89
5	HV-630-R15	74,20	3,05
8	HVH-1000-S13	135,00	5,08
10	HV-630-R13	50,90	3,54
11	HV-630-R13	108,00	3,57
13	HV-630-R15	54,70	3,10
15	HV-630-R13	57,00	5,84
16	HVH-1000-S13	-	7,31
18	HV-630-R15	76,10	3,41
19	HV-630-R13	56,20	3,38
20	HV-630-R13	98,50	3,35
22	HV-630-R13	62,00	3,64

Tabla 8: Apoyos de alineación y coeficientes de seguridad.

Documento nº 4: Pliego de condiciones.

Nº Apoyo	Tipo de apoyo	Coeficiente de Seguridad	
		Vertical	Horizontal
23	HVH-2500-S13	90,70	13,70
24	HV-630-R13	76,40	3,84
25	HVH-1000-S15	103,00	5,51
26	HV-630-R13	61,00	3,63
27	HV-630-R13	72,80	3,50
28	CH-1000-17,5P	7,33	3,54
29	HVH-1000-S17	86,80	5,72
30	HVH-1000-S11	44,90	5,49
31	HVH-1000-S13	160,00	5,50
34	HVH-1000-S17	49,30	5,93
35	HVH-1000-S13	236,00	5,16
36	HV-630-R15	37,60	3,68
37	HV-630-R15	108,00	4,07
38	HV-630-R13	79,60	3,65
39	HV-630-R13	102,00	3,37
40	HV-630-R13	80,20	3,33
42	HV-630-R13	76,20	3,58
43	HV-630-R13	64,90	3,30
46	HV-630-R15	56,60	3,58

Tabla 8: Apoyos de alineación y coeficientes de seguridad.

2.4.2. APOYOS DE ÁNGULO.

Los apoyos seleccionados para aquellos que tienen un ángulo de desviación de la traza son los siguientes tipos:

Nº Apoyo	Ángulo	Tipo de apoyo	Coeficiente de Seguridad	
			Vertical	Horizontal
2	2,39	C-1000-20	12,50	4,68
6	15,00	HVH-1600-S13	88,70	3,02
7	75,17	C-7000-14	12,90	2,25
9	26,34	HVH-2500-S13	50,90	3,35
12	57,98	HVH-4500-S13	87,30	2,78
14	41,42	HVH-3500-S13	60,60	2,69
17	44,36	HVH-3500-S13	99,30	2,63
21	20,12	HVH-2500-S13	91,40	4,26
32	14,03	HVH-1600-S17	86,90	3,23
33	8,38	MI-1500-12	14,61	11,00
41	29,33	HVH-2500-S13	67,40	3,02
44	3,94	HVH-2500-S13	116,00	18,40
45	21,22	HVH-2500-S13	89,70	4,01
47	2,78	HVH-1000-S13	90,30	8,45

Tabla 9: Apoyos de ángulo y coeficientes de seguridad.

2.4.3. APOYOS DE ANCLAJE.

Se proyecta un apoyo de anclaje cada 3 km de la línea de forma aproximada, de este modo los apoyos que han sido elegidos para cumplir la función de anclaje han sido los apoyos nº 23 y 44.

2.4.4. APOYOS DE FIN DE LÍNEA.

El tipo de apoyo elegido para los puntos firmes de principio y final de línea son los siguientes.

Nº Apoyo	Tipo de apoyo	Coeficiente de Seguridad	
		Vertical	Horizontal
1	HVH-4500-S13	81,30	2,63
48	HVH-4500-S13	73,20	2,62

Tabla 10: Apoyos de fin de línea y coeficientes de seguridad.

2.4.5. TABLAS DE CARACTERÍSTICAS.

Según la Especificación Técnica 5022 en la que se establecen las características adicionales y complementarias establecidas en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y las condiciones de utilización de los postes de hormigón armado-vibrado, para su aplicación en las líneas aéreas eléctricas de distribución de Alta y Baja Tensión.

Postes de hormigón armado-vibrado hasta 1600 daN.

OTRAS CARACTERISTICAS		ESFUERZOS NOMINALES (F) PARA $\eta = 2,5$ (daN)						
		160	250	400	630	800	1.000	1.600
Esfuerzo secundario S para $\eta = 2,5$ (daN)		100	160	250	360	400	400	400
Momento de rotura a torsion (daNxm)		-	-	-	-	-	600	600
Medidas en cogolla $a_o \times b_o$ (mm x mm)		110 x 145		140 x 200			170 x 255	
Conicidad (mm x m)	Cara estrecha	13±2						
	Cara ancha	21±2						
Pesos aproximados según altura total en m (Kg)	9	800	800	1.100	1.100	1.100	1.325	1.330
	10	900	950	1.200	1.200	1.200	-	-
	11	1100	1.130	1.500	1.500	1.500	1.750	1.750
	13	-	1.520	1.980	1.980	1.980	2.350	2.350
	15	-	-	-	2.450	2.450	2.900	2.900
Colores de identificación		Naranja	Negro	Azul	Rojo	Amarillo	Verde	Blanco

Tabla 11: Esfuerzos nominales de apoyos de hormigón armado-vibrado de hasta 1.600 daN según ET/5022 [20].

Postes de hormigón armado-vibrado de 2000 hasta 4500 daN.

OTRAS CARACTERISTICAS		ESFUERZOS NOMINALES (F) PARA $\eta=2,5$				
		2.000	2.500	3.000	3.500	4.500
Esfuerzo secundario S, para $\eta=2,5$ (daN)		2.000	2.500	3.000	3.500	4.500
Momento de torsión, para $\eta=2$ (daNxm)		2.200				
Medidas en cogolla (mm)		250 x 250	275 x 275			
Conicidad en ambas caras (mm x m)		25±2				
Medidas en la base según altura total en m (mm)	9	475 x 475	500 x 500			
	11	525 x 525	550 x 550			
	13	575 x 575	600 x 600			
	15	625 x 625	650 x 650			
	17	675 x 675	700 x 700			
Pesos aproximados según altura total en m (Kg)	9	2.300	2.400	2.500	2.600	2.700
	11	3.000	3.200	3.300	3.370	3.500
	13	3.750	4.100	4.200	4.300	4.500
	15	4.700	5.100	5.200	5.300	5.600
	17	5.650	6.100	6.200	6.360	6.600
Colores de identificación		Naranja	Negro	Azul	Rojo	Verde

Tabla 12: Esfuerzos nominales de apoyos de hormigón armado-vibrado de 2.000 hasta 4.500 daN según ET/5022 [20].

Apoyos de celosía.

Según la Especificación Técnica 5021.

Nominal		Secundario		Torsión			Esfuerzos verticales simultáneos con el nominal, con el secundario o con el de torsión daN
Esfuerzo En daN	Coefficiente de seguridad	Esfuerzo S daN	Coefficiente de seguridad a influencia	Esfuerzo T daN	Distancia d m	Coefficiente de seguridad a influencia	
500	1.5	610	1.5	500	1.50	1.2	600
1000	1.5	1115	1.5	700	1.50	1.2	600
2000	1.5	2120	1.5	1400	1.50	1.2	600
3000	1.5	3125	1.5	1400	1.50	1.2	800
4500	1.5	4630	1.5	1400	1.50	1.2	800

Tabla 13: Esfuerzos nominales de apoyos de celosía según ET/5021 [21].

Apoyos de chapa metálica.

En puntos de difícil acceso o zonas rocosas, se utilizarán apoyos de chapa metálica, para esfuerzos superiores se utilizarán apoyos metálicos de celosía según las Normas UNE 207018, UNE-EN 10056 y UNE-EN 10025.

Esfuerzo nominal daN	Carga de trabajo + sobrecarga daN			Coeficientes de seguridad	Carga de ensayo daN		
	V	F o L	T		V	F o L	T
160	500	160	-	1,5	750	240+W	-
250	700	250	-	1,5	1050	375+W	-
400	700	400	-	1,5	1050	600+W	-
630	750	630	-	1,5	1125	945+W	-
800	800	800	-	1,5	1200	1200+W	-
1000	1750	1000	-	1,5	2625	1500+W	-
	1750	-	667	1,2	2100	-	800
1250	1750	1250	-	1,5	2625	1875+W	-
	1750	-	833	1,2	2100	-	1000
1600	1750	1600	-	1,5	2625	2400+W	-
	1750	-	1067	1,2	2100	-	1280
2500	1750	2500	-	1,5	2625	3750+W	-
	1750	-	1650	1,2	2100	-	1980

Tabla 14: Esfuerzos nominales de apoyos de chapa metálica según las Normas UNE 207018, UNE-EN 10056 y UNE-EN 10025 [22].

2.5. CRUCETAS.

Las crucetas que han sido proyectadas para soportar el peso los esfuerzos producidos por los conductores son en todo caso de capa para el uso de cadenas de amarre o de bóveda en el caso de tener cadenas de suspensión.

El apoyo nº 33 es la única excepción, pues se ha seleccionado un armado tipo tresbolillo SM2C, debido a la configuración de la línea, cuyas características vienen definidas en el apartado 6.2.1.

Todos los materiales féreos de los armados irán galvanizados en caliente según las Normas UNE EN ISO 1461 y UNE EN 37507. Las estructuras estarán formadas por angulares de acero, tornillería y arandelas cumpliendo los requisitos y normas particulares de la distribuidora.

Función del apoyo		Tipo de cruceta
Alineación	Suspensión	BR-1
		B-2
	Amarre	CR-1
Ángulo		H-35
		CR-1
Anclaje		CR-2
		CR-1
Fin de línea		CR-2

Tabla 15: Tipos de crucetas empleadas dependiendo de la función destinada.

2.6. CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS DEL CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

2.6.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES.

El CTENP no contendrá otras canalizaciones que no sean las propias del propio centro. Será construido en su totalidad con material no combustible, así como sus elementos delimitadores y los estructurales con él contenidos (vigas, columnas, pilares, etc.) tendrán resistencia al fuego de acuerdo con la Norma NBE CPI-96. Los elementos que conforman el revestimiento interior serán de la clase MO de acuerdo con la Norma UNE 23727 [5].

2.6.2. MUROS Y TABIQUES.

Los muros exteriores e interiores se construirán de forma que sus características mecánicas estén de acuerdo con el resto del edificio. De igual manera tendrán resistencia al fuego según lo especificado en el Código Técnico de la Edificación.

En los cantos libres de los tabiques interiores quedarán rematados con perfiles en U en el caso de que tengan que servir de apoyo a la aparamenta, por lo que deberán presentar la suficiente resistencia y solidez. Se preverá la sujeción en los mismos de los bastidores, herrajes, paso de canalizaciones, etc.

Los muros exteriores tendrán una resistencia mínima de 10.000 Ω (la medición de dicha resistencia se realizará aplicando una tensión de 500 V entre dos placas de 200 cm^2 cada una).

No se permitirá que ningún herraje o elemento metálico atraviese la pared de los muros exteriores.

2.6.3. SUELO.

El acabado de la solera se hará con una capa de mortero de cemento adecuado para evitar en la medida de lo posible la formación de polvo en su superficie y ser resistente a la abrasión, y tendrá una ligera pendiente hacia un punto adecuado de recogida de los posibles líquidos que se puedan verter.

2.6.4. ACABADOS.

El acabado de albañilería tendrá las siguientes características:

- Pavimento de cemento continuo bruñido.
- Parámetros interiores, rasero con mortero de cemento fratasado y pintado, estando prohibido el acabado con yeso.
- Parámetros exteriores que serán llevados a cabo de acuerdo con las características del resto del edificio.
- Elementos metálicos, presentarán un adecuado comportamiento frente a la oxidación.

2.6.5. CARPINTERÍA Y CERRAJERÍA .

La carpintería podrá ser metálica de una rigidez suficiente y protegida mediante galvanizado en caliente. Además podrá componerse de materiales orgánicos como fibra de vidrio o poliéster.

El edificio dispondrá de los dispositivos necesarios para permanecer habitualmente cerrado, evitando el acceso a personas ajenas al personal autorizado de servicio.

Los elementos delimitadores de CTENP tendrán también resistencia al fuego y unas características de acuerdo con la NBE-CPI-96, y se verificará el grado de protección que se define en el apartado 9.2.1.

2.6.6. TAPAS DE CANALES INTERIORES.

Los canales por los que van ubicados los cables conductores fuera de las celdas, irán recubiertos con unas tapas de hormigón o de chapa estriada apoyada sobre un cerco bastidor constituido por perfiles recibidos en el piso.

2.7. INSTALACIONES DEL PARQUE FOTOVOLTAICO.

2.7.1. MÓDULOS FOTOVOLTAICOS.

Los módulos fotovoltaicos llevarán de forma claramente visible el modelo y nombre o logotipo del fabricante, así como una identificación individual o número de serie trazable a la fecha de fabricación.

Por motivos de seguridad y para facilitar el mantenimiento y reparación del generador, se instalarán los elementos necesarios (fusibles, interruptores, etc.) para la desconexión, de forma independiente de cada una de las ramas del resto del generador. Además, la estructura del generador se conectará a tierra.

Los paneles seleccionados para la instalación del parque fotovoltaico son del fabricante *Atersa*, módulo fotovoltaico de la gama GSE Optimum, *Panel Solar A-245P GSE Policristalino* cuyas características se indican a continuación.

Características técnicas	
Potencia máxima [W]	245
Potencia nominal [W]	200 - 250
Tensión máxima potencia [Vmp]	30,23
Eficiencia [%]	15,03
Tensión circuito abierto [V]	37,28
Potencia panel solar [W]	250 - 300
Corriente de cortocircuito [A]	8,64
Corriente máxima potencia [A]	8,11
Tº operación de la célula [°C]	46 ± 2
Tensión máxima del sistema [V]	600

Tabla 16: Características de los módulos fotovoltaicos de la gama GSE Optimum según el catálogo Atersa [17].

Características técnicas	
Coeficiente de Tº V_{ca}	-0,30%/°C
Coeficiente de Tº $P_{máx}$	-0,38%/°C
Dimensiones [mm]	1638x995x40
Peso [kg]	18,7

Tabla 16: Características técnicas de los módulos fotovoltaicos de la gama GSE Optimum según el catálogo Atersa [17].

Los paneles solares son de fácil montaje e instalación cuyas características más generales proporcionadas por el catálogo del fabricante se detallan en la tabla siguiente.

Características generales	
Rigidez del panel solar	Rígido
Marco del panel solar	Aleación de aluminio
Garantía	25 años
Tolerancia	0/+5 Wp
Resistencia	Cristal templado 4 mm
Encapsulante	Etil-viniloacetato modificado (EVA)

Tabla 17: Características generales de los módulos fotovoltaicos de la gama GSE Optimum según el catálogo Atersa [17].

2.7.2. ESTRUCTURA DE SOPORTE.

La estructura soporte de módulos ha de resistir, con los módulos instalados, las sobrecargas del viento y nieve, además del peso propio de los paneles.

Se instalará una estructura de soporte en línea adecuada para el diseño de módulos con inclinación fija del que se dispone en el presente proyecto. La colocación de la estructura se llevará a cabo con la orientación y el ángulo de inclinación adecuados que se especifican en el Documento nº1.

La estructura se protegerá superficialmente contra la acción de los agentes ambientales. La realización de taladros en la estructura se llevará a cabo antes de proceder, en su caso, al galvanizado o protección de la estructura, siendo la tornillería de acero inoxidable, cumpliendo la norma MV-106.

2.7.3. INVERSOR.

Serán del tipo adecuado para la conexión a la red eléctrica, con una potencia de entrada variable para que sean capaces de extraer en todo momento la máxima potencia que el generador fotovoltaico puede proporcionar a lo largo de cada día.

Por lo tanto, se ha seleccionado un inversor del fabricante *Vacon* debido a su amplia gama de modelos en diferentes rangos de potencias. El modelo seleccionado será de la serie *Vacon 8000 Solar 125-1500 kW* montado en armario cuyos datos técnicos se recogen en la tabla que se muestra a continuación.

Características técnicas modelo NXV02002A2T

Potencia de salida nominal [kW]	200
Corriente de salida nominal [A]	412
Nº máximo de conexiones de salida	4
Potencia máxima campo fotovoltaico [kW]	240
Corriente máxima nominal de entrada [A]	488
Corriente fotovoltaica máxima admisible [A]	613
Nº de entradas CC	4
Eficiencia máxima [%]	98,6
Eficiencia europea [%]	97,6
Rango de tensiones MPP [Vcc]	410-800
Tensión máxima de entrada [Vcc]	900
Tensión máxima de circuito abierto [Vcc]	850
Tensión de salida nominal trifásica [V]	280
Frecuencia de salida [Hz]	50
Factor de potencia ajustable	0,8-1 (ind/cap)
Armónicos de corriente CA a potencia nominal	< 3%

Tabla 18: Características técnicas del inversor de 200 kW según el catálogo del proveedor *Vacon* [18].

Este modelo cuenta con el certificado de cumplimiento de la siguiente normativa:

- EN 62109-1 en materia de seguridad.
- Códigos de red (200 kW): VDE 0126-1-1, EN 50438, CEI 0-21, RD 1633/2000, AS 4777.2, SA 4777.3 y IEC-62116.
- CEM EN 61000-6-2 y EN 61000-6-4.

Las características físicas del inversor seleccionado son:

Características físicas

Altura [m]	2,281
Anchura [m]	0,8
Profundidad [m]	0,6
Peso [kg]	645
Caudal de aire necesario [m^3/h]	1.000

Tabla 19: Características físicas del inversor de 200 kW según el catálogo del proveedor *Vacon* [18].

2.7.4. CABLEADO.

Los positivos y negativos de cada grupo de módulos se conducirán separados y protegidos de acuerdo a la normativa vigente.

Los conductores serán de cobre y tendrán la sección adecuada para evitar caídas de tensión y calentamientos. Los conductores de la parte CC deberán tener la sección suficiente para que la caída de tensión sea inferior del 1,5 % y será de doble aislamiento adecuado para su uso en intemperie, al aire o enterrado, de acuerdo con la norma UNE 21123, por otro lado, los cables de la parte CA se dimensionarán para que la caída de tensión sea inferior del 2%, teniendo en ambos casos como referencia las tensiones correspondientes a cajas de conexiones [28].

La elección del tipo de conductor y de su sección se detalla en el Documento nº 2: Cálculos.

Se incluirá toda la longitud de cable CC y CA. Deberá tener la longitud necesaria para no generar esfuerzos en los diversos elementos ni posibilidad de enganche por el tránsito normal de personas.

2.7.5. CONEXIÓN A RED.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículos 8 y 9) sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión, y con el esquema unifilar que aparece en la Resolución de 31 de mayo de 2001.

2.7.6. ARMÓNICOS Y COMPATIBILIDAD ELECTROMAGNÉTICA.

Todas las instalaciones cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000, conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión (artículo 13), sobre armónicos y

compatibilidad electromagnética en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

3. CIMENTACIONES.

Todos los apoyos proyectados estarán cimentados en su empotramiento, sea cual sea su esfuerzo a soportar, dichas cimentaciones estarán constituidas por monobloques de hormigón, habiéndose verificado al vuelco por la fórmula de Sulzberger, por la que se obtienen los valores que completan el dimensionado de las cimentaciones, con coeficiente de seguridad de 1,5.

El hormigón utilizado se empleará conforme a la Institución de Hormigón Estructural (EHE-08), y será del tipo HM-20, con una resistencia mecánica a la compresión de 20 N/mm^2 . Para su preparación en obra la composición será la siguiente:

- 200 kg de cemento P-350.
- 1.350 de grava de un tamaño inferior a 40mm en su diámetro.
- 675 kg de arena seca.
- 180 litros de agua limpia.

Todos los apoyos son “no frecuentados” por lo que no será necesario construir una acera perimetral a su alrededor.

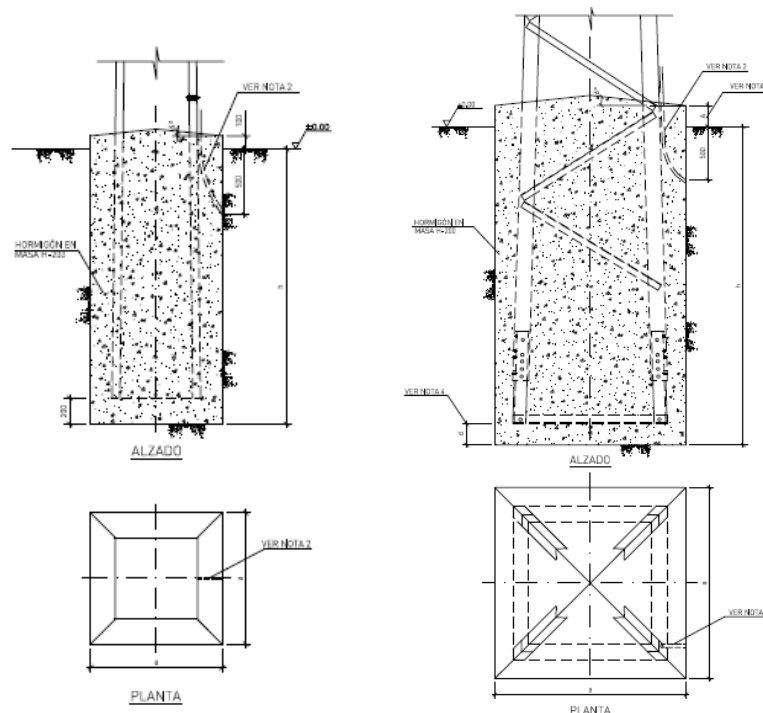


Figura 1: Cimentación apoyo de hormigón [6].

Figura 2: Cimentación apoyo de celosía [6].

Cimentaciones para apoyos de hormigón.

- Las cimentaciones se realizarán conforme NBE EHE-98 y en dos fases.
 - Solera de 0,20m.
 - Resto de la cimentación.
- La cimentación llevará embebido un tubo de plástico de 21mm de diámetro para cables de P.A.T.

Cimentaciones para apoyos de celosía o chapa metálica.

- Las cimentaciones se realizarán en base al Código Técnico de la Edificación.
- La cimentación llevará embebido un tubo de plástico rígido de 21mm de diámetro para cables de P.A.T.
- Terminal de cobre para la conexión de P.A.T. del apoyo.

Las dimensiones de las cimentaciones de cada apoyo se muestran en la tabla siguiente.

Tipo de apoyo	Lado de la base cuadrada [m]	Altura [m]	Altura libre del apoyo [m]	Volumen de excavación [m ³]
HVH-1000-S11	0,70	2,10	9,00	1,03
HVH-1000-S13	0,90	2,10	11,00	1,70
HVH-1000-S15	0,90	2,20	12,90	1,78
HVH-1000-S17	0,90	2,20	14,90	1,78
HVH-1600-S13	1,10	2,20	10,90	2,66
HVH-1600-S17	1,10	2,40	14,70	2,90
HVH-2500-S13	1,30	2,40	10,70	4,06
HVH-3500-S13	1,40	2,50	10,60	4,90
HVH-4500-S13	1,70	2,50	10,60	7,23
HV-630-R13	0,80	2,00	11,10	1,28
HV-630-R15	0,80	2,00	13,10	1,28
C-1000-20	1,50	2,00	18,10	4,50
C-7000-14	1,80	2,80	11,30	9,07
CH-1000-17,5P	1,10	2,30	15,30	2,78
MI-1500-12	1,38	1,96	15,34	3,73

Tabla 20: Dimensiones de excavación en m³ de cimentaciones.

Se ha tomado un tipo de terreno “flojo” es decir $k = 8$

En la preparación obra, la composición del hormigón

NOTA: Las medidas de la cimentación del apoyo de la serie Milano MI-1500-12 se obtienen del propio catálogo del fabricante *Imedexsa*, que se obtienen a partir de la fórmula de Sulzberger con un coeficiente de compresibilidad en el terreno de $k = 8 \text{ kg/cm}^3$.

4. PUESTA A TIERRA.

4.1. LÍNEA AÉREA.

Los elementos que constituyen el sistema de puesta a tierra son:

- Línea de tierra: constituida por cables conductores de cobre. Se calcula la sección mínima que debe tener en función de la intensidad de defecto a partir de la expresión siguiente.

$$S = \frac{I_d}{\alpha} \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

Siendo:

I_d La intensidad de defecto a tierra $I_{dmax} = 16 \text{ kA}$.

α Para un tiempo menor a 5 segundos y conductor de cobre $\alpha = 12,1$.

t El tiempo de duración de la falta en segundos $t \leq 5 \text{ seg}$.

$\Delta\theta$ La variación de la temperatura 180°C para conductores desnudos.

En la tabla siguiente se muestran las secciones mínimas de conductor de cobre para diferentes duraciones de una falta en la red.

Conductor	Duración de la falta [s]							
	0,1	0,2	0,3	0,4	0,5	1	2	3
Cobre	31	44	54	62	70	99	139	171

Tabla 21: Secciones mínimas del conductor de cobre en función de la duración de una falta [6].

Se seleccionará una sección inmediatamente superior a la calculada, siendo siempre la sección mínima 50 mm^2 para los conductores de cobre.

- Electrodo de puesta a tierra: constituido por picas cilíndricas acopladas de 2 metros de longitud, compuestas de acero con protección catódica según la Norma UNE 20003, con un espesor mínimo de 0,3 mm.

4.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.

En el caso de los cables enterrados bajo tubo, todas las pantallas han de ser puestas a tierra en los extremos de cada cable y en los empalmes, con la finalidad de disminuir la resistencia global a tierra.

Al ser los cables unipolares, la puesta a tierra se realizará únicamente en un extremo, mientras que en el otro extremo y en conexión con el empalme se adoptarán medidas de protección contra la tensión de contacto de las pantallas del cable.

4.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

4.3.1. SISTEMA DE PUESTA A TIERRA.

Se selecciona el método más adecuado en función de la tensión de defecto a tierra, que a su vez dependerá de la intensidad de defecto a tierra, dicha magnitud ha sido calculada en el apartado 4.3.1 del Documento nº 2: Cálculos.

El diseño del sistema de puesta a tierra en el CTENP se realizará conforme a la aplicación de la instrucción complementaria MIE-RAT 13.

Como se ha calculado, al ser la tensión de defecto a tierra inferior a 1 kV, ciertos elementos constitutivos del CTENP se conectarán a una instalación de tierra general de protección y servicio, dichos elementos serán los siguientes [5]:

- Masas del lado de Alta Tensión.
- Masas del lado de Baja Tensión.
- Cuba metálica de los transformadores.
- Pantallas o envolturas metálicas de los cables conductores.
- Neutro de los transformadores.
- Bornes de tierra de los detectores de tensión.
- Bornes para la puesta a tierra de los dispositivos portátiles de puesta a tierra.

4.3.2. ELEMENTOS CONSTITUTIVOS DE LOS SISTEMAS DE PUESTA A TIERRA.

Los elementos que constituyen la puesta a tierra del CTENP [5] son las líneas de puesta a tierra y los electrodos de puesta a tierra, cuya elección se justifica en el Documento nº2: Cálculos.

➤ Líneas de tierra.

Formadas por cables conductores de cobre que cumplirán con las Normas UNE 21011 y UNE 21012 en función de la intensidad y duración de una falta, la sección mínima que deberá tener el conductor de cada línea de tierra para no llegar a alcanzar una temperatura que pueda considerarse peligrosa se deducirá a partir de la ecuación:

$$S \geq \frac{I_d}{\alpha} \sqrt{\frac{t}{\Delta\theta}}$$

Donde:

t es el tiempo de duración de la falta en segundos $t \leq 5 \text{ seg.}$

I_d será intensidad de defecto a tierra expresada en Amperios.

α es un coeficiente que valdrá 13 para defectos de menos de 5 seg de duración.

$\Delta\theta$ será la variación de temperatura, que para conductores aislados tendrá un valor de 160°C.

Se escogerá la sección normalizada de igual valor al resultante o el inmediatamente superior, siendo siempre la mínima sección del conductor de 50 mm².

➤ Electrodo de puesta a tierra.

Estarán conformados por alguno de los dos siguientes elementos:

- Picas de acero con protección catódica según la Norma UNE 20003.
- Picas de cobre-acero cumpliendo con la Norma UNE 21056.
- Conductores enterrados horizontalmente.

4.3.3. INSTALACIÓN DE LOS ELECTRODOS.

Las picas se clavarán en el terreno de forma vertical, quedando la parte superior a una profundidad de aproximadamente 0,5 metros (no inferior).

Los electrodos horizontales se enterrarán a una profundidad igual a la de la parte superior de las picas.

El valor mínimo de la superficie total del electrodo será tal que la densidad de corriente disipada (cociente entre la intensidad de defecto a tierra y la superficie total del electrodo de puesta a tierra) sea inferior al valor proporcionado por la siguiente expresión:

$$\delta = \frac{11.600}{\sqrt{\rho \cdot t}}$$

Siendo:

ρ la resistividad del terreno, que para la ubicación del CTENP será de 200 Ωm ..

t es el tiempo de duración de la falta en segundos $t \leq 5 \text{ seg}$.

4.3.4. EJECUCIÓN DE LA PUESTA A TIERRA.

La base del CTENP estará rodeada por un electrodo horizontal de forma rectangular, completado por un número total de 4 picas para conseguir la resistencia requerida.

La instalación de puesta a tierra de masas y elementos conectados cumplirán con las condiciones que se mencionan a continuación.

- Deberán llevar un borne accesible para la medida de la resistencia de tierra.
- Se unirán al conductor de línea de tierra mencionado 4.3.2. de este Documento.
- Todos los elementos que constituyen la instalación de puesta a tierra deberán estar protegidos adecuadamente frente a deterioros por acciones eléctricas o mecánicas.
- Los elementos que estén conectados a tierra no se encontrarán intercalados en el circuito como elementos eléctricos en serie, sino que la conexión se efectuará a través de derivaciones individuales.
- La resistencia eléctrica entre la masa o cualquier elemento unido a ella y el conductor de la línea de tierra, en el punto de entrada al terreno, será tal que el producto de la misma por la intensidad de defecto máxima prevista sea igual o inferior a 50 V.
- No se conectarán a la instalación de puesta a tierra ningún elemento metálico situado en el exterior del CTENP.

La línea de tierra del neutro de Baja Tensión se instalará siempre antes del dispositivo de seccionamiento de Baja Tensión, preferiblemente partiendo de la borna del neutro del transformador.

Se dejará previsto un punto accesible de la red de tierras de protección para tomar la medida de esta, dicho punto se deberá encontrar debidamente señalizado y protegido, además conectará con la red exterior de puesta a tierra de protección, de modo que pueda ser seccionable.

4.3.5. MEDIDAS ADICIONALES DE SEGURIDAD.

Para mejorar la protección frente a las tensiones de paso y de contacto se pueden tomar unas medidas adicionales de seguridad, además de las resistencias de puesta a tierra, como se muestra en el cuadro siguiente.

Procedimiento	Efectos sobre
Reducir el valor de la resistencia de puesta a tierra aumentando la longitud del electrodo y/o disminuyendo la resistividad del terreno.	Tensiones de paso y de contacto
Realizar aceras perimetrales aislante de 1 metro de anchura mínima.	Tensión de contacto
Situar el punto superior del electrodo a una profundidad superior a 0,8 metros.	Tensión de paso
Instalar anillos difusores de dimensiones crecientes enterrados en disposición piramidal.	Tensión de paso

Tabla 22: Medidas adicionales de seguridad a tomar para asegurar la protección en el centro de transformación [5].

4.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

Todas las instalaciones de puesta a tierra cumplirán con lo dispuesto en el Real Decreto 1663/2000 (artículo 12) sobre las condiciones de puesta a tierra en instalaciones fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.

Todas las masas de la instalación fotovoltaica, tanto de la parte de corriente continua como de la alterna, estarán conectados a una única tierra. Esta tierra será la tierra de servicios y se llevará a cabo de forma independiente de la del neutro de la empresa distribuidora, de acuerdo con el Reglamento de Baja Tensión.

5. PROTECCIONES.

5.1. LÍNEA AÉREA.

Todos los elementos de acero deberán estar galvanizados en caliente de acuerdo con las Normas UNE-EN ISO 1461 y UNE-EN 37507.

En el apoyo del que parte la línea de derivación objeto del presente proyecto se ha de instalar un seccionador unipolar por fase para realizar la desconexión. Las características de los seccionadores son las que se muestran a continuación:

Tensión asignada [kV]	24
Intensidad nominal en servicio continuo [A]	630
Intensidad admisible de corta duración [kA]	16
Tensión soportada a impulsos tipo rayo [kV]	125
Tensión soportada a frecuencia industrial [kV]	50

Tabla 23: Características de los seccionadores en la línea aérea M.T.[39]

Se instalará en cada extremo de la línea (paso aéreo subterráneo) un juego de tres pararrayos autoválvulas, cuyas características de funcionamiento son las siguientes.

Tensión asignada [kV]	24
Intensidad de descarga nominal [kA]	10
Intensidad admisible de corta duración [kA]	16

Tabla 24: Características de los pararrayos autoválvulas en la línea aérea M.T.[39]

Igualmente en el apoyo anterior al entronque aéreo-subterráneo se instalarán tres cortacircuitos seccionadores de intemperie, con fusibles de expulsión XS-200A/24kV con base polimérica, de las siguientes características:

Tensión asignada [kV]	24
Intensidad asignada [A]	200
Tensión de ensayo al choque [kV]	150
Intensidad a interrumpir [kA]	7

Tabla 25: Características de cortacircuitos seccionadores de intemperie en la línea aérea M.T.[40]

5.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.

Se protegerán los conductores contra los efectos que puede producir una elevada tensión y contra una excesiva intensidad que pueda aparecer en un determinado momento.

- Protecciones contra sobretensiones. En Media Tensión se llevará a cabo mediante la instalación de pararrayos de óxido metálico según las Recomendaciones UNESA.
- Protecciones contra sobreintensidades. Se instalarán cortacircuitos fusibles de acuerdo con las Recomendaciones UNESA con una intensidad nominal acorde a las necesidades de la instalación.

5.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

El CTENP estará dotado con los dispositivos necesarios de protección que se recogen a continuación.

- Protección contra sobretensiones.
Por lo general, al tratarse de una instalación alimentada mediante cables subterráneos no sería necesario tomar ninguna medida respecto a las sobretensiones de origen atmosférico. Si se diera el caso de verse necesario, se instalarían un juego de pararrayos lo más cerca posible del elemento a proteger.
- Protección contra sobrecargas.
Se llevará a cabo a través de un termómetro de contactos previsto en todos los transformadores, que envía una señal al seccionador en carga de la celda M.T. de protección cuando se alcance una temperatura determinada. Dicho disparo se realizará mediante una bobina alimentada a 220 V c/a.
- Protección contra cortocircuitos.
El transformador llevará un celda de protección equipada con tres cortacircuitos fusibles de alto poder de corte y calibre 40 A, que en caso de fusión de uno de ellos provoque la apertura del correspondiente seccionador en carga.

5.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

El huerto solar objeto del presente proyecto constará de las siguientes instalaciones destinadas a prever fallos y contribuir a la seguridad tanto de las personas como de la propia instalación:

5.4.1. PROTECCIONES EN CORRIENTE CONTINUA.

La instalación que se encuentra en corriente continua consta de las siguientes protecciones:

- Protecciones frente a contactos directos.
Los cables de unión entre los diferentes elementos deberán llevar doble aislamiento. Además las diferentes conexión se llevarán a cabo a través de conectores Multi-Contac Tipo 3 o similar.
- Interruptores de corriente continua.
Se instalará un interruptor de cc en carga en el inversor para proteger las ramas del generador fotovoltaico y proteger al resto de la instalación durante las operaciones de mantenimiento.
- Fusibles.
Cada rama de módulos fotovoltaicos llevará un fusible de protección frente a sobreintensidades.
- Protección frente a sobretensiones (Varistor).
Se colocará un elemento derivador de las sobretensiones en los conductores positivos y negativos, conectado al conductor de tierra en la caja de conexiones.

5.4.2. PROTECCIONES EN CORRIENTE ALTERNA.

- Protección frente a sobretensiones (Varistor).
Se colocarán también varistores a la salida del inversor y a la entrada del transformador.
- Interruptores automáticos de desconexión
Realizará la desconexión automática del inversor en caso de que se produzca una caída brusca de tensión o de frecuencia de la red. Además permitirá la desconexión de forma manual. Incorporará un relé de enclavamiento asociado por variaciones de tensión y frecuencia fuera de los rangos permitidos.
- Fusibles.
Dispondrán de la protección de fusible frente a sobreintensidades, el cuadro eléctrico intermedio y el cuadro de contadores, dicho cuadro irá dotado, además, de un interruptor automático diferencial de protección frente a contactos indirectos.

6. NUMERACIÓN Y AVISO DE PELIGRO.

En cada apoyo se marcará el número de orden que le corresponda, de acuerdo con el criterio de origen de la línea que se haya establecido que se muestra en el Documento 5: Planos.

Todos los apoyos llevarán una placa de señalización de riesgo eléctrico, situada a una altura visible y legible desde el suelo a una distancia mínima de 2 m.

Durante las excavaciones para enterrar la línea que llega al centro de transformación, como aviso y para evitar el posible deterioro que se pueda ocasionar en las proximidades de la canalización debe señalizarse por una cinta de atención a 10 cm como distancia mínima sobre los cables, a una profundidad mínima de 15 cm y una profundidad máxima de 30 cm.

El material, dimensiones, color, etc. de la cinta de señalización será el indicado en las Especificaciones de la empresa constructora.

En el caso del CTENP se cumplirán las siguiente prescripciones en materia de señalización y seguridad [5]:

- Las puertas de acceso al edificio llevarán el lema corporativo de la empresa instaladora.
- Las puertas de acceso al edificio llevarán de forma visible un cartel con la señal triangular de aviso de peligro distintiva de riesgo eléctrico con los colores y dimensiones especificados en las recomendaciones AMYS 1.4.10, modelo AE-10.
- Se colocará en un lugar visible las instrucciones con los pasos a seguir en caso de accidente, con un tamaño mínimo UNE A-3.
- La instalación del CTENP llevará un interruptor diferencial de alta sensibilidad de acuerdo con la Norma UNE20383.
- Se situará de forma visible un cartel con las 5 reglas de oro.
- El CTENP estará dotado con un portadocumentos que contenga la siguiente información.
 - Documentación técnica.
 - Protocolo de puesta en marcha y parada del transformador.
 - Manual de instrucciones y mantenimiento del CTENP.
 - Certificado de Conformidad del cuadro.

7. CANALIZACIONES.

Los cables aislados subterráneos de Media Tensión (hasta 20 kV inclusive) podrán canalizarse de las siguientes formas:

- Entubados en zanja.
- Directamente enterrados en zanja.

En el caso que ocupa al proyecto, los cables irán entubados en zanja.

En este tipo de canalización, el cable irá en tubos de XLPE de color rojo de 6 metros de longitud y 160 mm de diámetro. Dichos tubos irán siempre acompañados de un tubo de XLPE verde de alta densidad y de 125 mm de diámetro, en los que se dejará una guía para la posterior canalización de los cables de telecomunicación según la Norma UNE-EN 50086-2-4.

Los cables irán alojados en zanjas de 0,4x0,8 metros y 0,4x1 metro en el caso de cruzamientos con calzadas, como se detalla en el plano 15/33 de obra civil.

8. EMPALMES Y TERMINALES.

En los puntos de unión de los distintos tramos de tendido con diferentes tipo de cable se utilizarán empalmes adecuados a las características de los conductores a unir. Estos empalmes podrán ser enfilables, contráctiles en frío o con relleno de resina. Los empalmes no deberán disminuir en ningún caso las características eléctricas y mecánicas del cable empalmado debiendo cumplir las siguientes condiciones [7]:

- La conductividad de los conductores en los que se ha realizado un empalme no debe ser inferior a la de un solo conductor de la misma longitud sin ningún tipo de empalme.
- El aislamiento del empalme ha de tener las mismas propiedades que el aislamiento propio de los conductores.
- El empalme debe estar protegido correctamente ante los esfuerzos que se producen durante un cortocircuito.
- El empalme estará además protegido de forma que no entre humedad y soporte los esfuerzos mecánicos y el deterioro.

Las piezas de empalme y terminales serán de compresión. Los terminales serán de tipo enchufables y apantallados de acuerdo con las Especificaciones de Materiales de la empresa instaladora, según los materiales homologados.

Material	Denominación del material	Fabricante	Referencia
Terminación contráctil en frío	12/20 kV 1x240 mm ² ext.	CellPack GMBH	CAESK-F 24 kV 240

Tabla 26: Características de terminales para la línea de M.T.[7]

Para el tendido del conductor aéreo, los empalmes deben tener una flexibilidad adecuada para facilitar su paso por las poleas de tendido, debiendo seguirse en todo momento las normas indicadas por el fabricante y poniendo especial atención al sentido del cableado del conductor utilizado.

9. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

9.1. CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS.

El CTENP procede del fabricante *Ormazabal*, que realiza los ensayos necesarios para asegurar la calidad de las instalaciones que distribuye, dichos ensayos serán los descritos en la serie de normas IEC 60076 y proporcionan las características técnicas que se encuentran en su catálogo y se muestran en la tabla siguiente.

CTENP 630 kVA	
Tensión asignada primaria [kV]	20
Tensión asignada secundaria (vacío) [V]	420
Impedancia de cortocircuito a 75 °C [%]	4
Caída de tensión a plena carga ($\cos\phi = 0,8$) [%]	3,17
Rendimiento [%]	Carga al 100%
	98,53%
	Carga al 75%
	98,78%
Tensión más elevada del material (ensayo a f.i.) [kV]	36
Tensión más elevada del material (ensayo impulso tipo rayo u onda de choque) [kV]	36
Intensidad nominal pasatapas BT [A]	1.000
Intensidad nominal pasabarras unipolar BT [A]	1.600

Tabla 27: Características eléctricas del CTENP prefabricado de 630 KVA según el catálogo CA-109-ES-1311 *Ormazabal* [11]

9.2. ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS.

9.2.1. GRADO DE PROTECCIÓN.

Cuando el CTENP se encuentre con las puertas cerradas, el grado de protección mínimo para el acceso de las personas a zonas que puedan contener un peligro será IP23D, además de las protecciones contra la penetración de objetos sólidos y agua del exterior.

A la hora de llevar a cabo actividades en el CTENP que requieran mantener las puertas del mismo abiertas, se deberán tomar las medidas necesarias para la protección de los operarios y personal de los alrededores.

9.2.2. POZO DE RECOGIDA DE LÍQUIDO DIELÉCTRICO REFRIGERANTE.

Se instalará con la función de recoger y eliminar adecuadamente los líquidos que se puedan derivar de la actividad en el CTENP. Dicho pozo será exterior a la celda y tendrá un revestimiento resistente al fuego y será estanco, con la resistencia estructural adecuada.

Además se preverán apagafuegos superiores, como lechos de guijarros de 5cm e diámetros aproximadamente

9.2.3. CANALIZACIONES.

Los tramos de línea subterránea que conecten el final de la línea con el CTENP se realizarán por medio de canalizaciones que permitan el tendido directo de cables a partir de la vía de acceso. Los cables de la línea de 20 kV se instalarán bajo tubo de 160mm de diámetro exterior y de superficie lisa, llegando a la celda correspondiente.

No se instalarán los tubos con curvaturas, siendo el radio de curvatura en los canales de 0,60 metros como mínimo.

9.2.4. DESAGÜES.

La edificación deberá contar con una cota de desagüe suficiente para evacuar el líquido que pueda derivar de las actividades en el CTENP. Los fosos tendrán el suelo ligeramente inclinado (una pendiente de aproximadamente el 2%) hacia una arqueta sumidero conectada a una arqueta colectora comunicada con el desagüe general.

9.2.5. PUERTAS.

Las puertas se abrirán hacia el exterior en un ángulo de al menos 90º e irán equipadas con un mecanismo capaz de mantenerlas en posición de apertura.

9.3. CONDICIONES ACÚSTICAS.

El CTENP tendrá un aislamiento frente al impacto acústico de modo que no se transmitan hacia el exterior ruidos procedentes de la actividad con niveles de intensidad superiores a los permitidos por las Ordenanzas Municipales y/o las diferentes legislaciones de la Comunidad Autónoma respectiva.

En caso de que dichos niveles se sobrepasen se deberán tomar las medidas correctoras necesarias. Algunas de las posibles medidas podrían ser aumentar el espesor de los muros exteriores o los tabiques interiores de separación y emplear amortiguadores para reducir las vibraciones derivadas del funcionamiento del transformador.

9.4. VENTILACIÓN.

Será necesaria la evacuación del calor que se genera en el interior del CTENP, para ellos se toman medidas que ayuden a evacuar el aire caliente y refrigerar el entorno, además de la instalación de rejillas de ventilación, que se colocarán en la fachada del edificio con un nivel de protección mínimo que se describe en el apartado 9.2.1. de este documento y cumplirán con lo determinado en la NBE CPI-96.

Se diferencian dos tipos de ventilación a la hora de evacuar el calor:

- Ventilación natural.
Para la renovación del aire en el interior del CTENP de forma natural se colocarán huecos hacia el exterior que permitan el paso del aire frío, dichas aperturas se instalarán en la parte más baja de la edificación y en una situación lo más próxima posible a los transformadores.
- Ventilación forzada.
Con el objetivo de favorecer la renovación de aire en el interior del CTENP se adoptará, además de las medidas de ventilación de forma natural, un sistema de renovación del aire de forma forzada, que estará de acuerdo con las normas de niveles sonoros mencionados en el apartado anterior.

Los conductos de ventilación forzada serán completamente independientes del resto de sistemas de ventilación. Las rejillas de admisión y expulsión del aire se instalarán de manera que su funcionamiento en condiciones normales no ocasione molestias a cualquier persona que se encuentre próxima al CTENP, y cumpliendo en todo caso con las Ordenanzas Municipales.

Los huecos de ventilación estarán conformados por un sistema de rejillas que no permitirán la entrada de agua al interior y por una malla metálica q impida el paso a insectos. Estarán constituidos por un marco y una serie de lamás en una disposición compleja, dificultando así en posible contacto con partes en tensión.

9.5. EQUIPOTENCIALIDAD.

El CTENP estará construido de manera que en su interior presente una superficie equipotencial, para lograrlo se han de seguir las instrucciones siguientes:

- En el suelo, y a una profundidad máxima de 0,10 metros se instalará un enrejado de hierro cilíndricos de 4 mm de diámetro como mínimo, formado una malla cuadrada de aproximadamente 0,30 metros de lado con nudos soldados. La malla será unida eléctricamente a la línea de tierra de las masas mediante soldadura.
- Las puertas y las rejillas metálicas que den a la zona exterior se colocarán de modo que no exista contacto eléctrico con las masas conductoras interiores.
- Los muros tendrán una resistencia de al menos 10.000 Ω . Para evitar transmisiones eléctricas, las paredes serán de doble tabique con una cámara de separación o el pavimento exterior contendrá un revestimiento aislante. En este último caso la superficie mínima del revestimiento será tal que cualquier punto de su perímetro diste al menos 1 metro de la pared más cercana.

10. INSTALACIÓN ELÉCTRICA DEL C.T.

10.1. APARAMENTA ELÉCTRICA.

El CTENP dispondrá de la aparamenta eléctrica convencional, esta será [5]:

- Conductores de interconexión:
Conectarán las celdas de Alta Tensión y el transformador, dichos conductores serán cables de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE según Norma UNE 21022.
La unión de las bornas del transformador y el cuadro de B.T. se realizará por medio de cables conductores aislados unipolares de aluminio XZ1 0,6/1 kV según la Norma UNE 211603, de 240 mm² de sección.
- Celdas de A.T.
Se emplearán celdas compactas prefabricadas bajo envolvente metálica, con corte y aislamiento en atmósfera de SF₆.
- Transformador.
Será trifásico de la clase B2, cuyas características se ajustarán a la Norma UNE 21428-1.
- Cuadro de B.T.
Para la distribución en baja se empleará un cuadro modular de acuerdo con la Norma UNE 60439 con 8 salidas.

10.2. ACOMETIDA SUBTERRÁNEA.

Los cables de M.T. que llegan al CTENP por canalización subterránea tendrán las secciones adecuadas que permitan su colocación con la mayor facilidad posible.

Una vez hayan sido colocados los cables, estos serán taponados en su orificio de paso mediante un espuma de polietileno expandido que no dañe la cubierta del cable. La disposición de los canales y los tubos será tal que los radios de curvatura sean como mínimo igual a 10 veces su diámetro, con un mínimo establecido de 0,60 metros.

En el exterior del centro los cables estarán entubados. Se tomarán las medidas necesarias para asegurar en todo momento su protección mecánica y su rápida identificación. Los conductores de 20 kV estarán conformados por cables unipolares de aluminio con aislamiento seco termoestable de XLPE y cumplirán con lo que se especifica en la Norma UNE 21022. Por otro lado los conductores de Baja Tensión estarán constituidos por cables con el mismo tipo de aislamiento, cumpliendo con la Norma UNE 21123.

11. EJECUCIÓN DE LOS TRABAJOS.

11.1. LÍNEA AÉREA.

11.1.1. TRANSPORTE Y ACOPIO DE APOYOS.

El transporte de los apoyos se realizará de forma que los puntos de apoyos de las torres con el medio de transporte en el que van confinados queden promediados de forma segura con respecto a la longitud de los mismos, evitándose movimientos bruscos que puedan producir daños en su estructura durante el transporte.

Asimismo, durante los procesos de carga y descarga se evitarán sacudidas y toda clase de golpes que puedan producir su agrietamiento, con la misma finalidad, los postes se apoyarán siempre de canto y nunca sobre plano, apilados en el depósito de obra con una separación adecuada entre estos y el suelo y entre uno y el siguiente (en ningún caso uno encima de otro).

A lo hora de meter los estribos se utilizarán tacos de madera de igual tamaño, colocándose como mínimo tres puntos de apoyo (para tal fin no se utilizarán nunca piedras como material de apoyo).

Finalmente, desde el almacén de obra serán llevados a la zona donde se procederá a su instalación mediante carros especiales. Se tendrá especial cuidado con los apoyos metálicos, puesto que su estructura puede verse deformada por los golpes, lo que dificultaría su armado y disminuiría sus características mecánicas.

Al transportar apoyos por piezas es recomendable numerar los elementos pertenecientes a cada uno.

11.1.2. APERTURA DE HOYOS.

Las dimensiones de las excavaciones necesarias se ajustarán lo máximo posible a las indicadas en los planos y por el Director de Obra. Las paredes de los hoyos han de ser verticales para evitar derrumbamientos.

Se deben tomar las medidas necesarias para que dichos hoyos permanezcan abiertos el menor tiempo posible para evitar accidentes por parte de los empleados en la obra.

Las excavaciones serán llevadas a cabo con herramientas adecuadas al tipo de terreno en el que se encuentra. En los terrenos próximos a orilla de ríos que puedan contener agua,

deberá procederse a su desecado, hormigonando después la zanja lo más rápidamente posible para evitar desprendimientos en las paredes.

11.1.3. IZADO DE APOYOS.

La operación de izado de los apoyos sobre las cimentaciones se llevará a cabo de manera que ningún elemento tenga excesivas repeticiones en su uso. Los esfuerzos que se soportan deben ser inferiores al límite elástico del material.

Los apoyos serán izados mediante el uso de grúas debido a su peso elevado, evitándose que la aparamenta cause daños en las aristas montantes del poste.

11.1.4. TENDIDO Y TENSADO.

Método de montaje.

La operación de tendido de la línea no será iniciada hasta pasados 15 días de la terminación de la cimentación de los apoyos.

El Contratista será el encargado de la selección de los emplazamientos del equipo y del orden de entrega de las bobinas. Los conductores se mantendrán siempre en bobina, y se sacará de estas mediante el giro de las mismas. Dichas bobinas han de ser tendidas sin cortar el cable y sin que se produzcan sobrantes.

Durante el tendido se debe evitar que el conductor que retorcido, por lo que será revisado con cuidado durante todo su recorrido. En caso de existir algún defecto el Contratista deberá comunicarlo inmediatamente al Director de Obra, que procederá a tomar las medidas que crea convenientes.

La tracción de tendido será como máximo la que se indica en las tablas de tendido adjuntas en el apartado 6.6 del Documento nº2: Cálculos. Asimismo la tracción mínima será aquella que permita que circulen los conductores sin tocar bajo ninguna circunstancia los obstáculos naturales del terreno sin modificar.

El anclaje de las máquinas de tracción y freno deberá realizarse a través del número de puntos que asegure su inmovilidad, anclándose a obstáculos naturales del terreno.

La longitud del tramo a tender viene limitado por la resistencia que tengan las poleas frente al paso del cable.

El Contratista será responsable de las posibles averías que se puedan producir por no seguir las prescripciones mencionadas en este apartado.

Para el tensado de la línea, el anclaje a tierra se realizará desde un punto situado lo más lejos posible y como mínimo a una distancia horizontal del apoyo del doble de su altura libre, lo que equivale a un ángulo de 150° entre las tangentes de entrada y salida del cable conductor en las poleas. Se colocarán tensores de cable o varilla de acero provisionales entre la punta de los brazos y el cuerpo de la torre como refuerzo.

Herramientas.

Las herramientas a utilizar en los trabajos descritos con anterioridad son las siguientes.

- **Poleas de tendido del conductor (aluminio-acero).**
Las gargantas tendrán unas dimensiones mínimas a 1,5 veces el diámetro del conductor y su superficie será lisa y sin rugosidades. No se deben usar bajo ningún concepto poleas q hayan sido empleadas en el tendido de conductores de cobre. Su diámetro estará comprendido entre 25 y 30 veces el diámetro del conductor.
- **Máquinas de tracción.**
Podrá utilizarse la trócola o cualquier otro tipo que el Director de Obra crea conveniente en función de las características del conductor seleccionado.
- **Máquina de frenado del conductor.**
Deberá disponer de dos tambores de aluminio o plástico en serie con las canaladuras para posibilitar el enrollamiento en espiral del conductor. La bobina se frenará para evitar que continúe girando por su propia inercia.
- **Dinamómetros.**
Para cuantificar la tracción del cable durante el proceso de tendido. Debe tener un dispositivo de parada automático cuando se produzca un aumento excesivo de la tracción en el tendido.
- **Mordazas.**
El Contratista seleccionará las mordazas adecuadas para que la tracción del conductor no dañe el material. El apriete debe ser uniforme y sin que se produzcan desequilibrios.
- **Giratorios.**
Se utilizarán dispositivos de libre giro con cojinetes axiales o rodillos entre el conductor a tener y el cable piloto para evitar que pase el giro de un cable a otro.

11.1.5. ARMADO DE APOYOS.

Para el armado de los debe haber concordancia entre las medidas de las diagonales y las presillas. Cada elemento metálico irá fijado por medio de tornillos.

Después de su izado y antes del tendido de los cables conductores se apretarán los tornillos con la presión adecuada en las tuercas, esto es que el tornillo no deberá sobresalir de la tuerca por lo menos tres pasos de la rosca, con lo que se evita que estas puedan aflojarse.

11.2. LÍNEA SUBTERRÁNEA.

11.2.1. APERTURA DE ZANJAS.

La excavación la llevará a cabo una empresa especializada según los planos de Obra Civil adjuntos en el Documento nº 5: Planos.

Se realizará en entibado de la zanja abierta para asegurar su estabilidad y evitar derrumbamientos durante los trabajos, dejando 50 cm como mínimo entre la zanja abierta y las tierras extraídas resultante de la excavación para facilitar la circulación del personal de obra.

Se deben tomar las precauciones y medidas necesarias para no taponar con tierra registros de gas, telefonía, bocas de riego, etc.

Las dimensiones y número de tubos son los que se muestran en el plano de Obra Civil del Documento nº5, dejando siempre en el caso de la Media Tensión un tubo libre verde para telecomunicaciones y un tubo de repuesto.

En la superficie del fondo de la zanja el terreno estará firme para evitar corrimientos que puedan someter a los conductores a esfuerzos superiores a los normales producidos por los estiramientos.

Si durante la realización de las obras de canalización se encontraran instalaciones de otros servicios se tomarán todas las precauciones y medidas necesarias para no dañarlas, dejándolas a la finalización de las obras del presente proyecto, en las mismas condiciones en las que se encontraban al comienzo. En el caso en el que por accidente se causara alguna avería en dichas instalaciones, se avisará con toda urgencia a las empresas responsables.

11.2.2. CANALIZACIONES.

Los tubos empleados serán normalizados, evitándose la posible acumulación de agua o gas a lo largo de la canalización situando convenientemente pozos de escape en la relación al perfil altimétrico.

Para contrarrestar los efectos derivados de los movimientos que se producen por los ciclos térmicos del cable, se inmovilizará dentro de los tubos a través de la inyección de aglomerados o espumas especiales, que podrán ser removidas en el caso de que se requiera, con un chorro de agua a presión.

A la hora de construir la canalización con tubos (tanto para los cables conductores como para las telecomunicaciones), se dejarán unas guías en el interior del tubo que puedan facilitar el posterior tendido de los conductores.

11.2.3. TRANSPORTE DE BOBINA DE CABLE.

Las bobinas serán de madera y se ajustarán a la Norma UNE 21167-1. En todo caso el cable irá debidamente protegido, con un sistema de protección previamente autorizado por la compañía distribuidora.

La carga y descarga se realizará mediante una barra que pase por el orificio central de la bobina, estas se transportarán siempre a pie y nunca tumbadas sobre una de las tapas. Cuando se coloquen en algún transportador quedarán en línea, en contacto entre ellas y bloqueadas en los extremos y a lo largo de las tapas, dicho bloqueo se llevará a cabo con tacos de madera lo suficientemente largo y duros para que cubran totalmente el ancho de bobina, bajo ningún concepto se podrá retener la bobina con cables o cadenas que abracen la bobina, ni se podrá dejar caer la bobina desde el vehículo de transporte.

Cuando la bobina se desplace mediante rodamiento por el suelo, se tendrá cuidado en el sentido de la rotación para que no se afloje el cable enrollado en la bobina. Se rodará dicha bobina por una superficie lo más lisa posible y siempre durante pequeños recorridos.

Para su almacenamiento, se evitará la exposición prolongada a la intemperie para evitar el deterioro de los materiales que conforman las bobinas.

11.2.4. TENDIDO DE CABLES.

Para el tendido de los cables, la bobina estará en todo momento elevada sujeta por algún elemento de dimensiones y resistencia acordes con las disposiciones de dicha bobina.

El tendido se realizará por medio de rodillos de movimiento giratorio libre y que no dañen el cable por producir esfuerzos por el tiro de los conductores. Se situarán con una distancia acorde con las características del cable, de modo que el vano resultante entre dos rodillos no sea excesivo. Se colocará además un rodillo de mayor anchura al comienzo de la bobina para abarcar distintas colocaciones del cable.

Para facilitar lo máximo posible el tendido de los conductores, se puede colocar en una extremidad una manga tiracable unida al conductor. Si por las circunstancias que se den se necesitara un esfuerzo de tiro superior, este se aplicaría a los propios conductores usando preferentemente cabezas de tiro. En ningún caso se permitirá realizar el tendido cuando la temperatura sea menor a 0°C debido a la rigidez que adquiere el aislamiento.

Como en el caso de la línea aérea, se dotará a la bobina de un sistema de freno para evitar que en algún momento continúe girando libremente.

La zanja deberá estar cubierta por una capa de arena fina de 4 cm en todo el recorrido de su fondo antes de que el cable sea tendido. El tubo de telecomunicaciones de 125mm se colocará de forma que quede desplazado de los demás tubos a un lado de la zanja para facilitar posibles futuras operaciones de reparación y/o mantenimiento.

En todo caso se debe asegurar una buena estanqueidad de los extremos del cable antes de dejarlos en el interior de la zanja. Bajo ningún concepto pasarán dos circuitos trifásicos por un mismo tubo, usándose el de reposición en el caso que fuera necesario.

Del mismo modo que se fijan con espuma espacial los cables dentro de los tubos, se sellará el de reposición que queda vacío

11.2.5. IDENTIFICACIÓN.

Los cables deberán llevar unas marcas que indiquen el nombre del fabricante, el año de fabricación y sus características.

11.2.6. CIERRE DE ZANJAS.

Finalmente se procede a rellenar toda la zanja excavada con el tipo de tierra adecuado para conseguir un proctor del 95%, quedando las capas situadas por encima de los elementos de protección libres de piedras o trozos compactos de tierra.

El cierre se realizará por el depósito de sucesivas capas de 10 cm de espesor, posteriormente apisonadas y regadas en el caso de que fuese necesario para quedar suficientemente consolidado el terreno.

El Contratista hará responsable de los hundimientos que se produzcan por una deficiente supervisión de dicha operación.

El transporte de las tierras sobrantes de la excavación a vertederos autorizados está incluido en la misma unidad de obra que el cierre de las zanjas.

11.3. CENTRO DE TRANSFORMACIÓN.

11.3.1. EXCAVACIÓN.

Se llevará a cabo la excavación de acuerdo a las dimensiones del CTENP, que será, las que se muestran en los planos del Documento nº5.

La carga y el transporte de los materiales sobrantes una finalizada la obra hasta un vertedero adecuado será responsabilidad del Contratista.

11.3.2. CIMIENTOS.

De acuerdo con las características del centro se construirán los cimientos a una profundidad de 0,60 metros. La obra será realizada en hormigón prefabricado (paneles de hormigón prefabricado). Se tomarán las medidas necesarias para asegurar la estabilidad de la edificación a la consistencia del terreno en el que se va a efectuar la obra.

11.3.3. FORJADOS.

Para el cálculo del forjado del pavimento se considerará una sobrecarga móvil de 3.500 kg/m^2 . Asimismo durante los transportes del transformador a lo largo de recorridos distintos a los del CTENP se indicará una igual sobrecarga y se establecerá un sistema de reparto de cargas.

En la capa de compresión del forjado del techo se colocará una superficie equipotencial que abarque toda la superficie del CTENP.

En los emplazamientos adecuados se colocarán orificios para el paso de los cables de la toma de tierra de masas y el neutro de Baja Tensión al exterior del edificio, del mismo modo que para los cables de B.T. y M.T. Dichos orificios estarán dispuestos de forma inclinada y darán al exterior de la caseta a una distancia mínima de 0,60 metros entre la parte superior del orificio y el suelo.

Se preverán además otros orificios para el empotramiento de herrajes de la instalación eléctrica. Asimismo se tendrán en cuenta los pozos de aceite, conductos de desagüe, registros para la toma de tierra y las canalizaciones para los conductores de M.T. y B.T. (en los lugares de paso a las personas dichas canalizaciones estarán cubiertas por losas amovibles).

11.3.4. MUROS Y TABIQUES.

Muros y tabiques exteriores.

Los muros exteriores estarán constituidos por paneles de hormigón prefabricado convenientemente ensamblados. Presentarán una resistencia mecánica conveniente a la instalación y como mínimo de 8 cm de espesor.

Muros y tabiques exteriores.

Serán de hormigón armado y del mismo modo que los muros exteriores deberán tener una resistencia mecánica acorde con la instalación proyectada, con un espesor mínimo de 5 cm.

Dichos tabiques se construirán de forma que sus cantos queden terminados en perfiles en U empotrados en los muros y en el suelo del CTENP.

A la hora de colocar los tabiques se deberán tomar las necesarias precauciones para prever el emplazamiento de los herrajes y/o el paso de las canalizaciones de los cables subterráneos a la entrada y a la salida del CTENP.

11.4. INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA.

11.4.1. MOVIMIENTO DE TIERRAS.

Para implantar la instalación en la ubicación que se describe en el Documento nº 5: Planos, será necesario realizar unas tareas de allanamiento del terreno para la correcta colocación de las estructuras de soporte y módulos fotovoltaicos. A pesar de ello, el movimiento de tierras que implica es mínimo.

11.4.2. CERRAMIENTO PERIMETRAL.

Se construirá un cercado perimetral alrededor de la instalación con la finalidad de impedir el paso de personas ajenas. El cerramiento se llevará a cabo mediante una valla cinética galvanizada de 2 metros de altura.

Los tubos de soporte del cerramiento tendrán una altura de 2,5 metros, estarán galvanizados y empotrados en peanas de hormigón cuadradas de 0,4 metros de lado, a una profundidad de 0,5 metros.

En la obra, simultáneamente a la operación de movimiento de tierras, se creará un camino de acceso al edificio de contadores con la finalidad de facilitar las operaciones de mantenimiento. Dicho camino constará de una capa de gravilla natural extendida de 30 cm de espesor.

11.5. CONEXIONADO.

Para la conexión de los diferentes hilos, se empleará una herramienta de engaste que garantice el control de la presión sobre el terminal.

11.5.1. OPERACIONES PRECONEXIONADO.

Antes de proceder al conexionado definitivo de los cables a sus equipos, el contratista llevará a cabo las siguientes operaciones y comprobaciones [7]:

- Realizará al pelado de los hilos, para lo que se emplearán herramientas adecuadas, con el fin de no deteriorar el hilo ni su aislamiento.
- Efectuará una comprobación al 100% de la continuidad eléctrica de los hilos que pretenda conectar. Esta comprobación se realizará en circuito abierto, alimentando con una batería de C.C. y utilizando un aparato luminoso acústico.
- Realizará, asimismo, una comprobación al 100% de aislamiento entre conductores y entre cada uno de ellos y tierra.
- Para la medida de la resistencia de aislamiento se utilizará un Megger capaz de proporcionar tensión continua en vacío comprendida entre los 500 y .1000 voltios, para circuitos de baja tensión y de 2.500 a 5.000 voltios, para circuitos de alta tensión.
- El valor de la resistencia, medida en ohmios, se considerará aceptable cuando se supere la cantidad que se obtenga de multiplicar por 100 la tensión máxima de servicio, expresada en voltios, con un valor mínimo de 250.000 ohmios.

11.5.2. OTRAS OPERACIONES.

Paralelamente a la ejecución del conexionado, se llevará a cabo el etiquetado del cable, así como de los hilos que lo compongan, ajustándose a los siguientes requisitos:

- La etiqueta del cable se conectará en el punto de interrupción de la cubierta exterior.
- La etiqueta del cable llevará marcado con tinta indeleble su número de identificación y composición.
- Dichas etiquetas consistirán en un manguito termorretráctil.
- La etiqueta del hilo se colocará inmediatamente antes de su conexión a las regletas de origen y destino.
- La etiqueta del hilo llevará marcado con tinta indeleble el número de identificación del cable al que pertenezca y a la borna de conexión de origen y destino.

Simultáneamente con el conexionado, se realizarán las operaciones de taladrado, enhebrado del cable y apriete, que deban llevarse a cabo para asegurar la estanqueidad del paso del cable o el grapado en perfiles normalizados que aseguren firmeza.

11.6. UNIÓN Y SOLDADURA.

Se limpiarán y secarán cuidadosamente los conductores a unir hasta que éstos tengan el brillo del metal. Se podrá utilizar para esa operación lija o cepillo de acero. Asimismo, los conductores que hubieran sido tratados con aceites o grasa serán previamente desengrasados, utilizando para ello un producto adecuado.

Los moldes para la realización de la soldadura serán los que en cada caso recomiende el fabricante. A cada tipo de unión corresponderá un diseño de molde. No se permitirá la colocación de suplementos en los moldes para realizar soldaduras diferentes con un mismo diseño de molde.

Para el proceso de soldadura se deberán tener en cuenta las instrucciones del fabricante. El calor producido durante el proceso de unión no deberá provocar la fusión de ningún punto de los elementos a unir.

11.7. REPOSICIÓN DEL TERRENO.

Las tierras sobrantes, del mismo modo que los restos de hormigonado deberán ser extendidos si el propietario de las parcelas afectadas lo autoriza, en el caso de no dar consentimiento, los restos deberán ser llevados a un vertedero, lo cual queda a cargo del Contratista.

Deberá lograrse una homogeneidad de manera que quede el terreno nuevo lo más igualado posible al anterior.

12. PROGRAMA DE MANTENIMIENTO.

En este apartado se definirán las condiciones generales de actuación y seguridad mínimas necesarias para el correcto mantenimiento de las instalaciones que se mencionan en el presente proyecto, en el que se incluyen dos tipos: mantenimiento preventivo y mantenimiento correctivo.

Dicho mantenimiento será llevado a cabo por un personal técnico cualificado y estará bajo la supervisión y responsabilidad de la empresa instaladora.

12.1. MANTENIMIENTO PREVENTIVO.

Se basará en operaciones de inspección visual de todas las instalaciones que componen el conjunto y en la verificación de actuaciones que mantengan el funcionamiento diario dentro de unos límites aceptables de seguridad y durabilidad.

Este mantenimiento debe incluir al menos una visita anual para realizar las debidas comprobaciones en las instalaciones, a saber:

- Comprobación de las instalaciones eléctricas y del estado de sus protecciones.
- Comprobación del estado mecánico de cables y terminales.
- Comprobación de las medidas de seguridad adoptadas han sido las adecuadas y cumplen con su función.

12.2. MANTENIMIENTO CORRECTIVO.

Dicho tipo de mantenimiento incluye todas las tareas de sustitución y reparación necesarias para asegurar el correcto funcionamiento del sistema a lo largo de su vida útil, lo que también incluye las tareas de elaboración de análisis y un presupuesto de los trabajos para reponer o reparar las piezas o instalaciones necesarias, y la realización de visitas extraordinarias en caso de que el personal cualificado lo requiera debido a una parada o avería grave en el sistema.

13. ADMISIÓN DE MATERIALES.

Todos los materiales empleados en la obra serán de primera calidad y cumplirán con los requisitos que se consideran en el presente Pliego de Condiciones. Sin embargo el Director de Obra se reserva el derecho a rechazar aquellos materiales que bajo su consideración no cumplan con las garantías que precisa la ejecución del proyecto.

14. RECEPCIÓN DE OBRA.

Al terminar las obras de instalación o durante las mismas, el Director de Obra comprobará que los trabajos realizados cumplen con las especificaciones que se recogen en este Pliego de Condiciones.

Una vez que finaliza el montaje de las instalaciones, el Contratista solicitará la recepción de obra global y se podrán realizar los ensayos que se consideren necesarios en las instalaciones. En la recepción se incluye la medición de la conductividad de las tomas de tierra y las pruebas de aislamiento correspondientes.

Para finalizar, el Director de Obra mandará un escrito al Contratista para comunicarle su conformidad con las características de la instalación o con las modificaciones de los detalles que crea necesarios.

14.1. CALIDAD DE LOS MATERIALES.

El Director de Obra podrá encargar la ejecución de ensayos para comprobar que la calidad de los materiales son las correctas, mientras que el Contratista tomará a su cargo las obras ejecutadas que hayan resultado con una calidad insuficiente.

Para la línea subterránea las disposiciones de aseguramiento de calidad deben seguir los principios descritos en la Norma UNE-EN ISO 9001.

Todos los materiales empleados en la obra serán de primera calidad y cumplirán con los requisitos que se consideran en el presente Pliego de Condiciones. Sin embargo el Director de Obra se reserva el derecho a rechazar aquellos materiales que bajo su consideración no cumplan con las garantías que precisa la ejecución del proyecto.

14.2. TOLERANCIAS DE EJECUCIÓN.

Las líneas eléctricas deberán tener ciertas características que garanticen su correcto funcionamiento a lo largo del tiempo:

- Desplazamiento de apoyos sobre su alineación.
Si “D” representa la distancia expresada en metros entre ejes de un apoyo y el apoyo de ángulo más próximo, la desviación de la traza de dicho apoyo y la alineación real debe ser menor de $(D/100) + 10 \text{ cm}$.
- Desplazamiento de un apoyo sobre el perfil longitudinal de la traza en relación a su situación proyectada.
No debe suponerse un aumento en la altura del apoyo, las distancias de los conductores respecto al terreno deben permanecer como mínimo iguales a las previstas por el Reglamento.
- Verticalidad de los apoyos.
En aquellos apoyos que cumplen la función de alineación se admite altura tolerancia del 0,2% sobre la altura libre del apoyo.
- Altura de flechas.

14.3. TOLERANCIAS DE UTILIZACIÓN.

La cantidad del cable conductor que corre a cargo del Contratista se obtiene por la multiplicación del peso propio del conductor por la suma de las distancias reales medidas entre los ejes de los pies de apoyos, incrementado todo ello en un 3% cualquiera que sea la naturaleza del conductor, con la finalidad de tener en cuenta de este modo las flechas de los conductores, puentes, etc.

Madrid, 15 Junio de 2016.

Ingeniero Autor de Proyecto

Noelia Esgueva

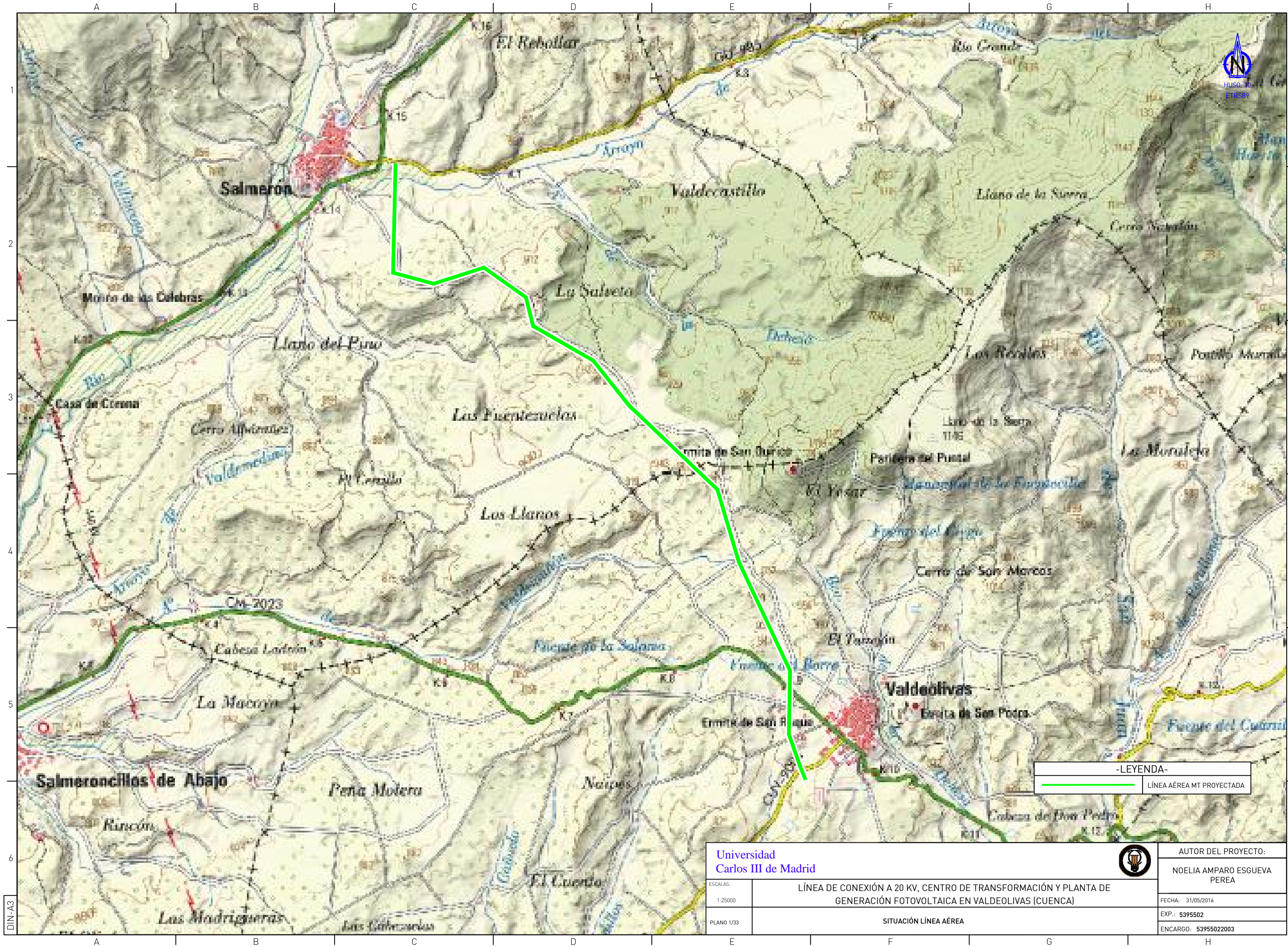
Noelia Amparo Esgueva Perea

DOCUMENTO Nº 5

PLANOS

ÍNDICE DE PLANOS.

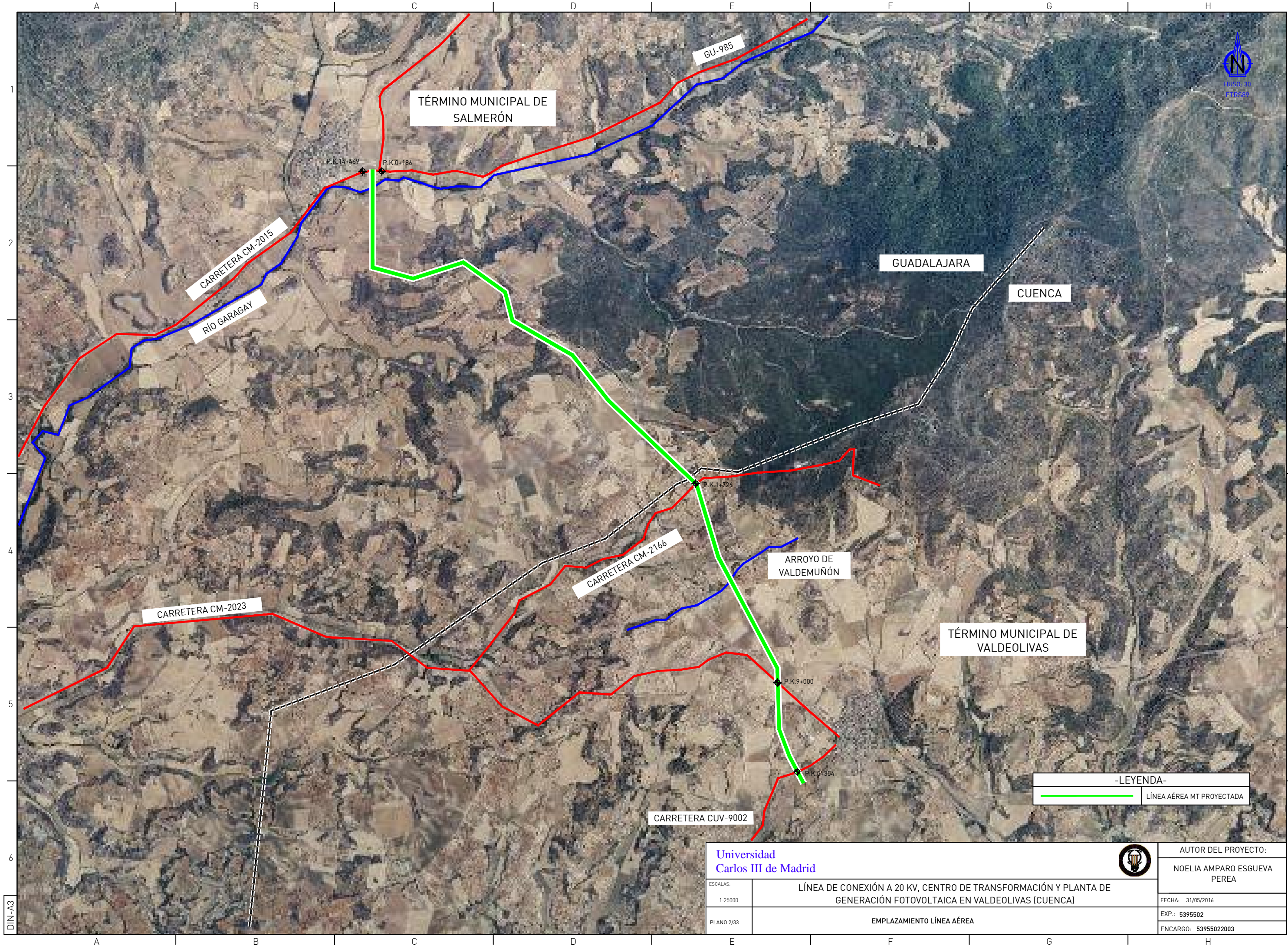
1. Situación línea aérea.
2. Emplazamiento línea aérea.
- 3-13. Maniobras eléctricas línea aérea.
14. Maniobras eléctricas línea subterránea M.T.
15. Obra civil línea subterránea M.T.
16. Maniobras eléctricas línea subterránea B.T.
17. Obra civil línea subterránea B.T.
- 18-22. Perfil línea aérea.
23. Esquema unifilar M.T.
24. Situación C.T.
25. Emplazamiento C.T.
26. Excavación, accesos y alzado C.T.
27. Planta y secciones de montaje C.T.
28. Esquema unifilar C.T.
29. Situación huerto solar.
30. Emplazamiento huerto solar.
31. Esquema general huerto solar.
32. Esquema unifilar huerto solar.
33. Esquema de medida y protección huerto solar.



-LEYENDA-

LÍNEA AÉREA MT PROYECTADA

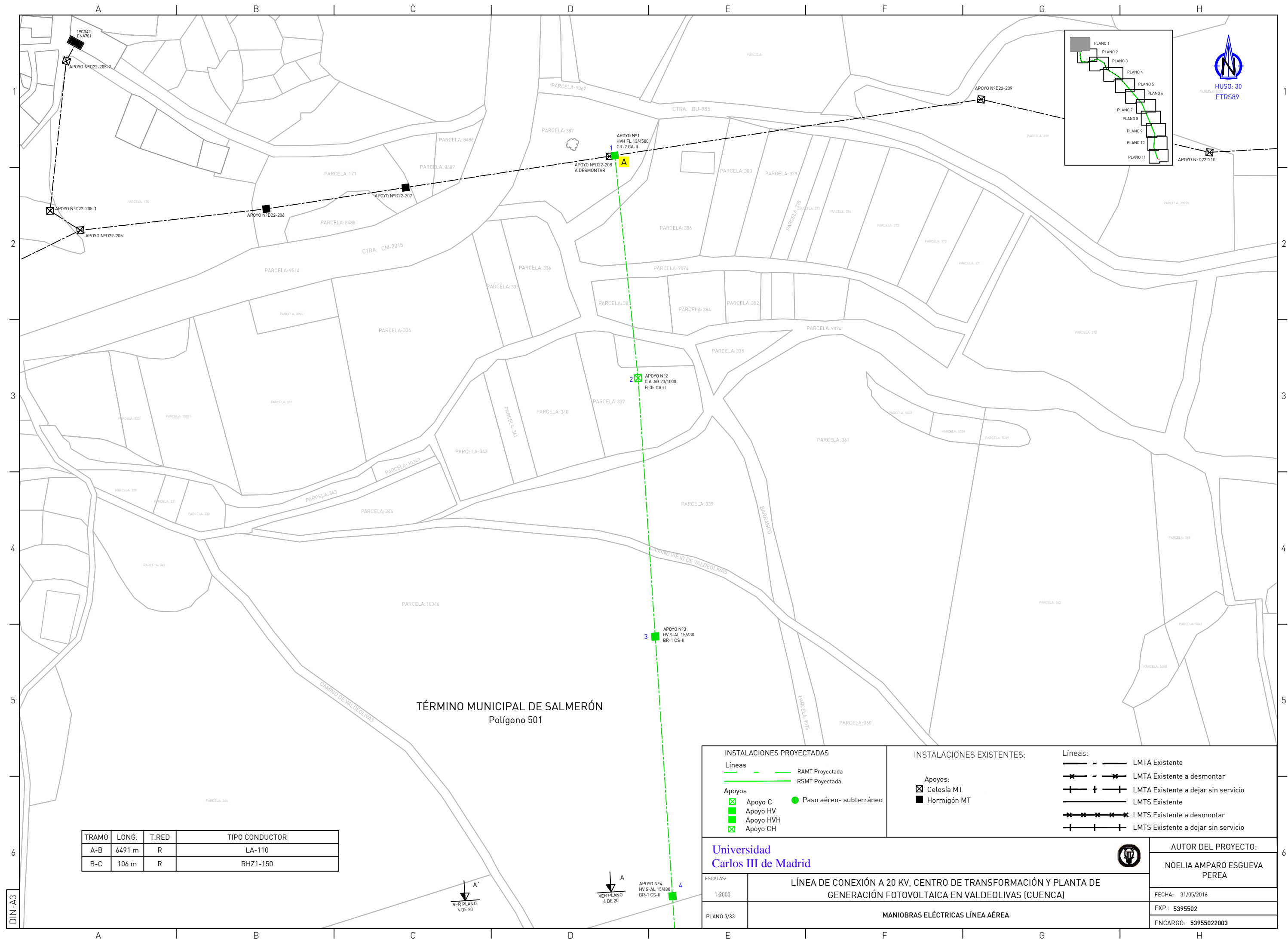
Universidad Carlos III de Madrid		AUTOR DEL PROYECTO: NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA	
		FECHA: 31/05/2016	
ESCALAS: 1:25000	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)		EXP.: 5395502
PLANO 1/33			ENCARGO: 53955022003
SITUACIÓN LÍNEA AÉREA			

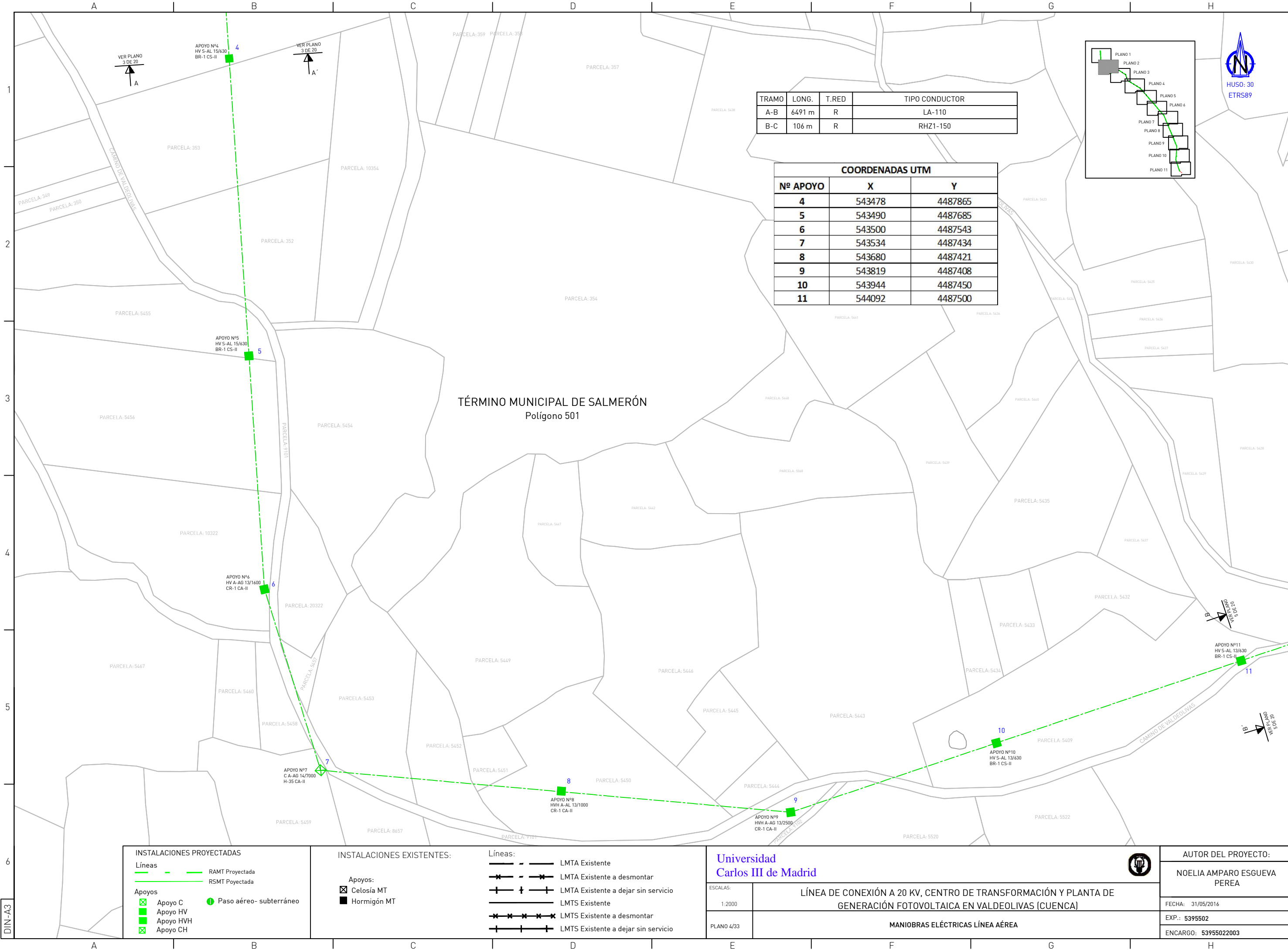


-LEYENDA-

LÍNEA AÉREA MT PROYECTADA

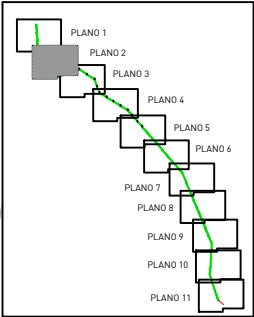
Universidad Carlos III de Madrid		AUTOR DEL PROYECTO:	
		NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA	
ESCALAS:	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)		FECHA: 31/05/2016
1:25000			EXP.: 5395502
PLANO 2/33			ENCARGO: 53955022003
EMPLAZAMIENTO LÍNEA AÉREA			





TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
4	543478	4487865
5	543490	4487685
6	543500	4487543
7	543534	4487434
8	543680	4487421
9	543819	4487408
10	543944	4487450
11	544092	4487500



TÉRMINO MUNICIPAL DE SALMERÓN
Polígono 501

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RSMT Proyectada

Apoyos

Apoyo CApoyo HVApoyo HVHApoyo CHPaso aéreo- subterráneo

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 4/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA:

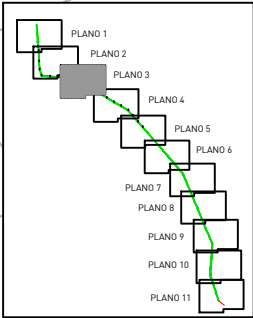
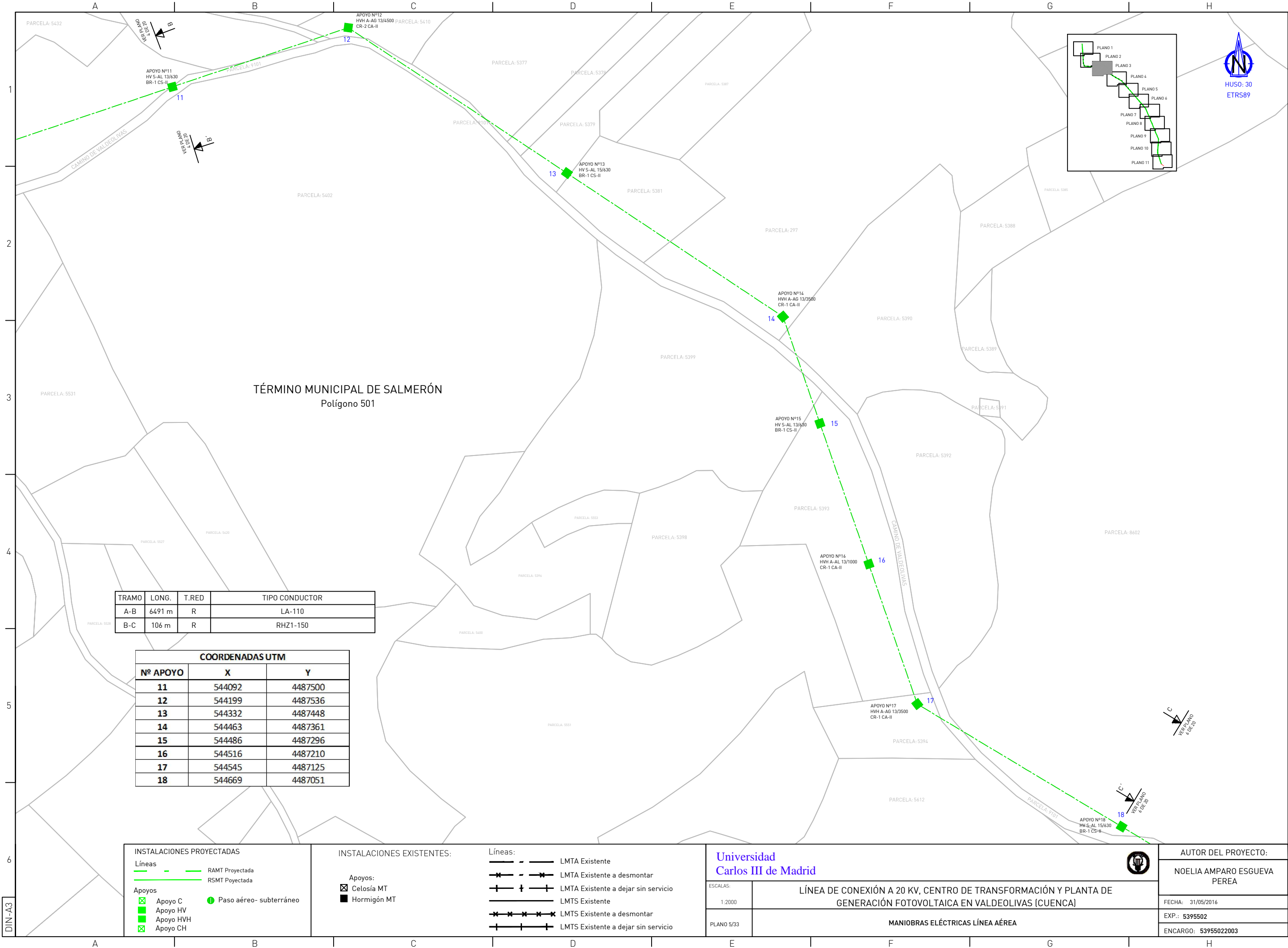
31/05/2016

EXP.:

5395502

ENCARGO:

53955022003



TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
11	544092	4487500
12	544199	4487536
13	544332	4487448
14	544463	4487361
15	544486	4487296
16	544516	4487210
17	544545	4487125
18	544669	4487051

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RSMT Poyectada

Apoyos

Apoyo C

Apoyo HVPaso aéreo- subterráneo

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 5/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

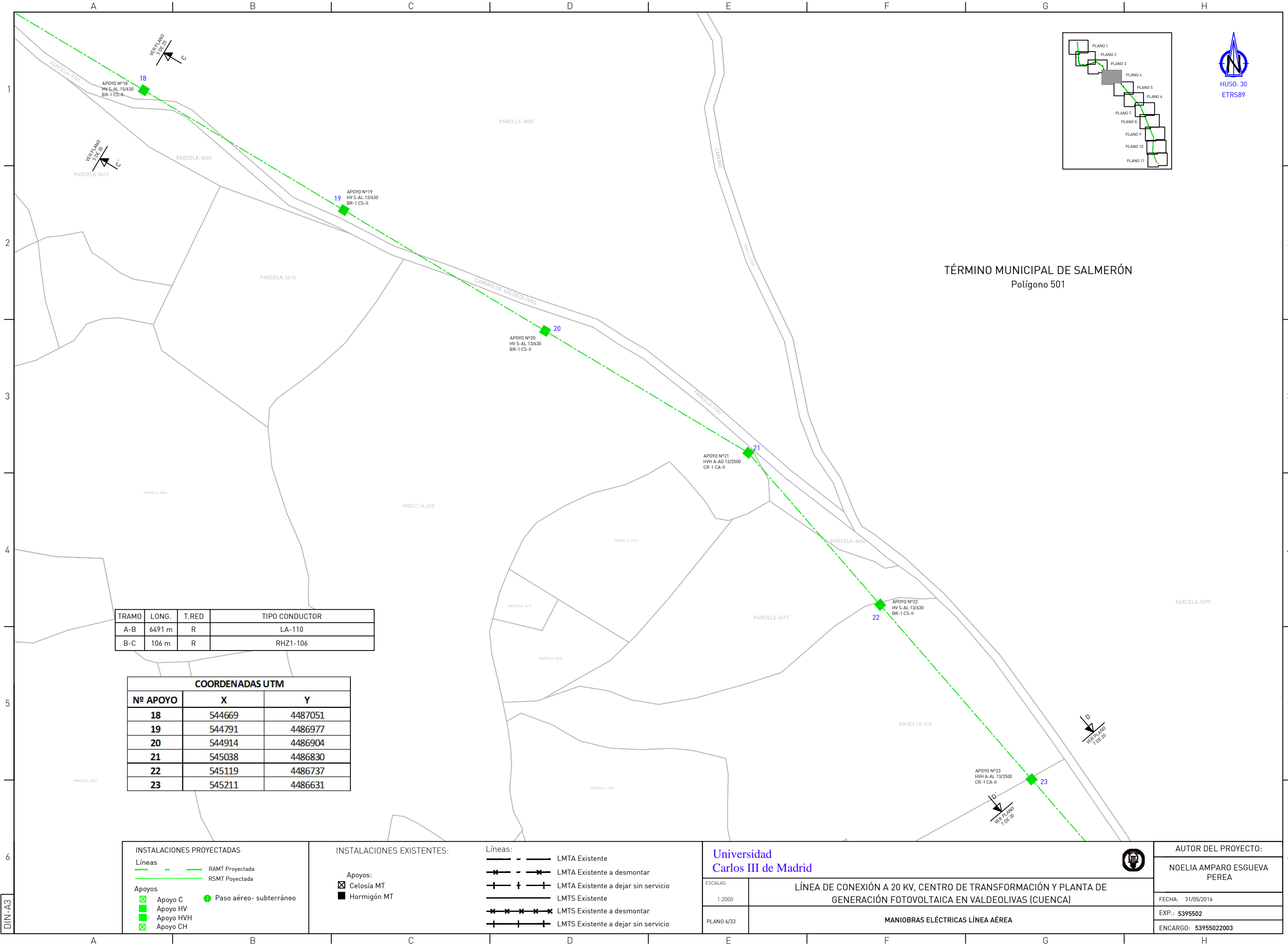
AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003



TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-106

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
18	544669	4487051
19	544791	4486977
20	544914	4486904
21	545038	4486830
22	545119	4486737
23	545211	4486631

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RSMT Proyectada

Apoyos

Apoyo C

Apoyo HV

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 6/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

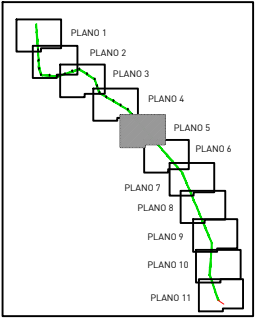
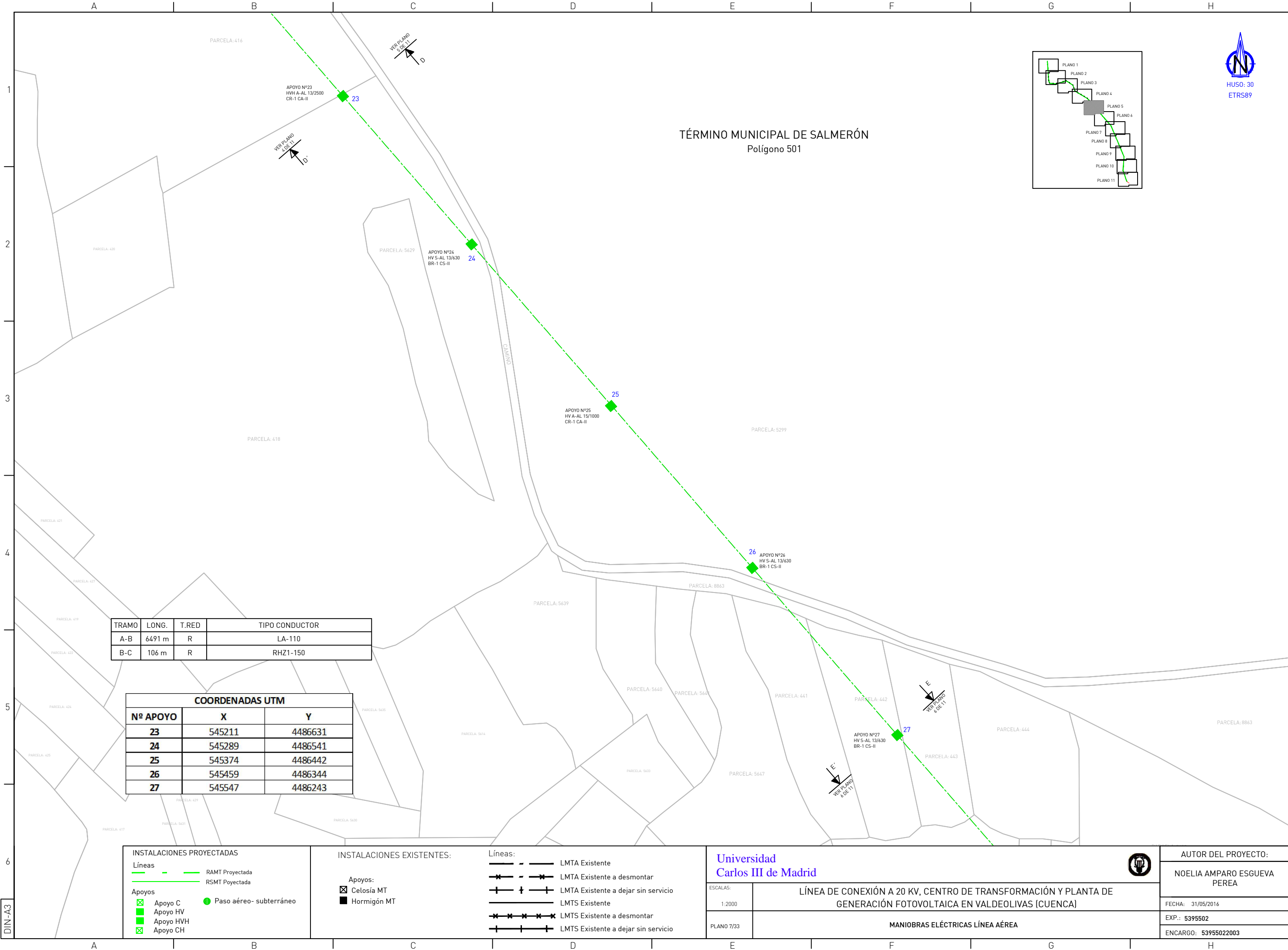
AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003



TÉRMINO MUNICIPAL DE SALMERÓN
Polígono 501

TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
23	545211	4486631
24	545289	4486541
25	545374	4486442
26	545459	4486344
27	545547	4486243

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RSMT Poyectada

Aposos

Apoyo CApoyo HVApoyo HVHApoyo CHPaso aéreo- subterráneo

INSTALACIONES EXISTENTES:

- Aposos:
- ☒ Celosía MT
 - ☒ Hormigón MT

- Líneas:
- ☒ LMTA Existente
 - ☒ LMTA Existente a desmontar
 - ☒ LMTA Existente a dejar sin servicio
 - ☒ LMTS Existente
 - ☒ LMTS Existente a desmontar
 - ☒ LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad
Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 7/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA



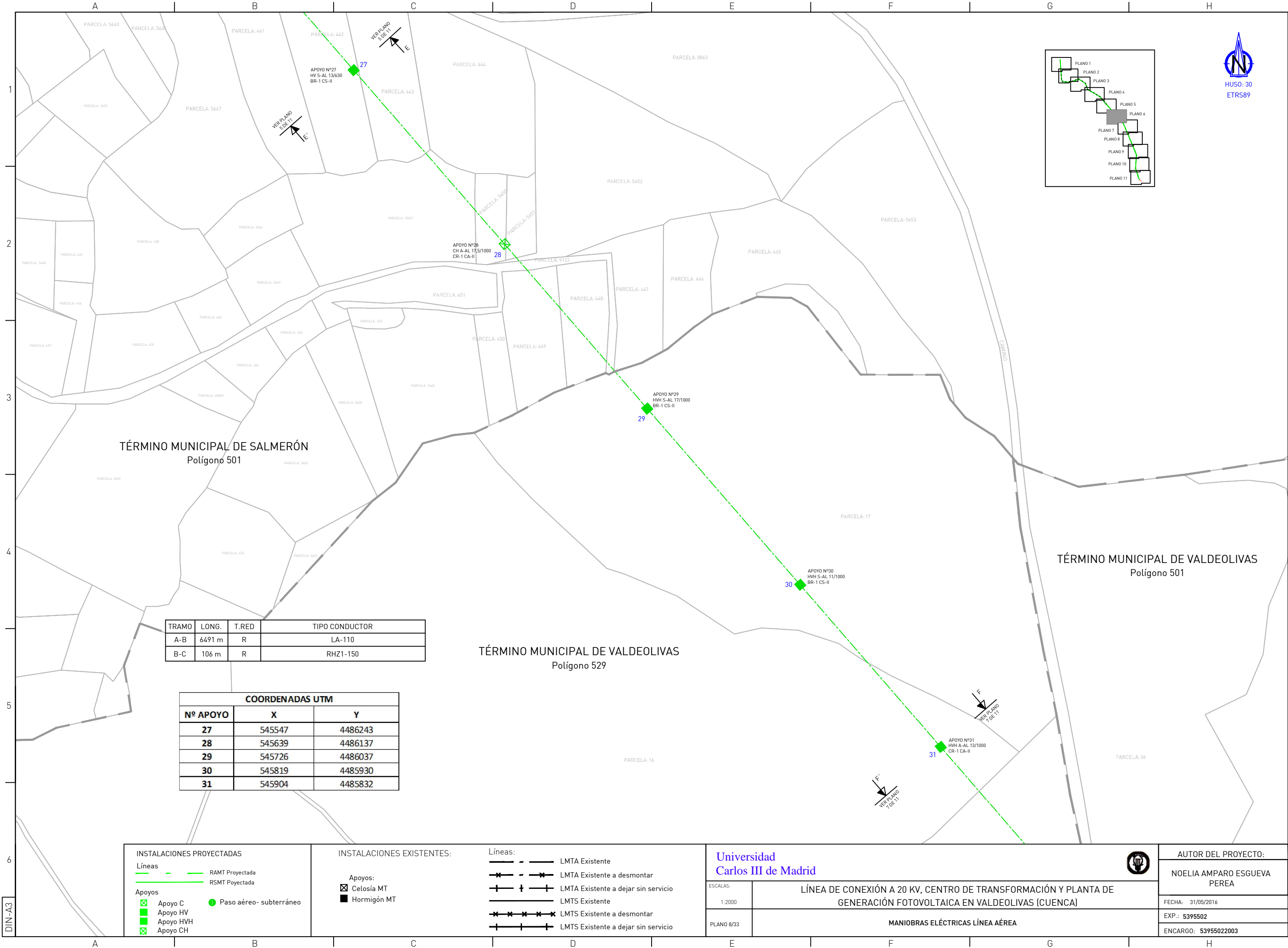
AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003



TÉRMINO MUNICIPAL DE SALMERÓN
Polígono 501

TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS
Polígono 501

TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS
Polígono 529

TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
27	545547	4486243
28	545639	4486137
29	545726	4486037
30	545819	4485930
31	545904	4485832

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RSMT Proyectada

Apoyos

Apoyo C

Apoyo HV

Apoyo HVH

Apoyo CH

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 8/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

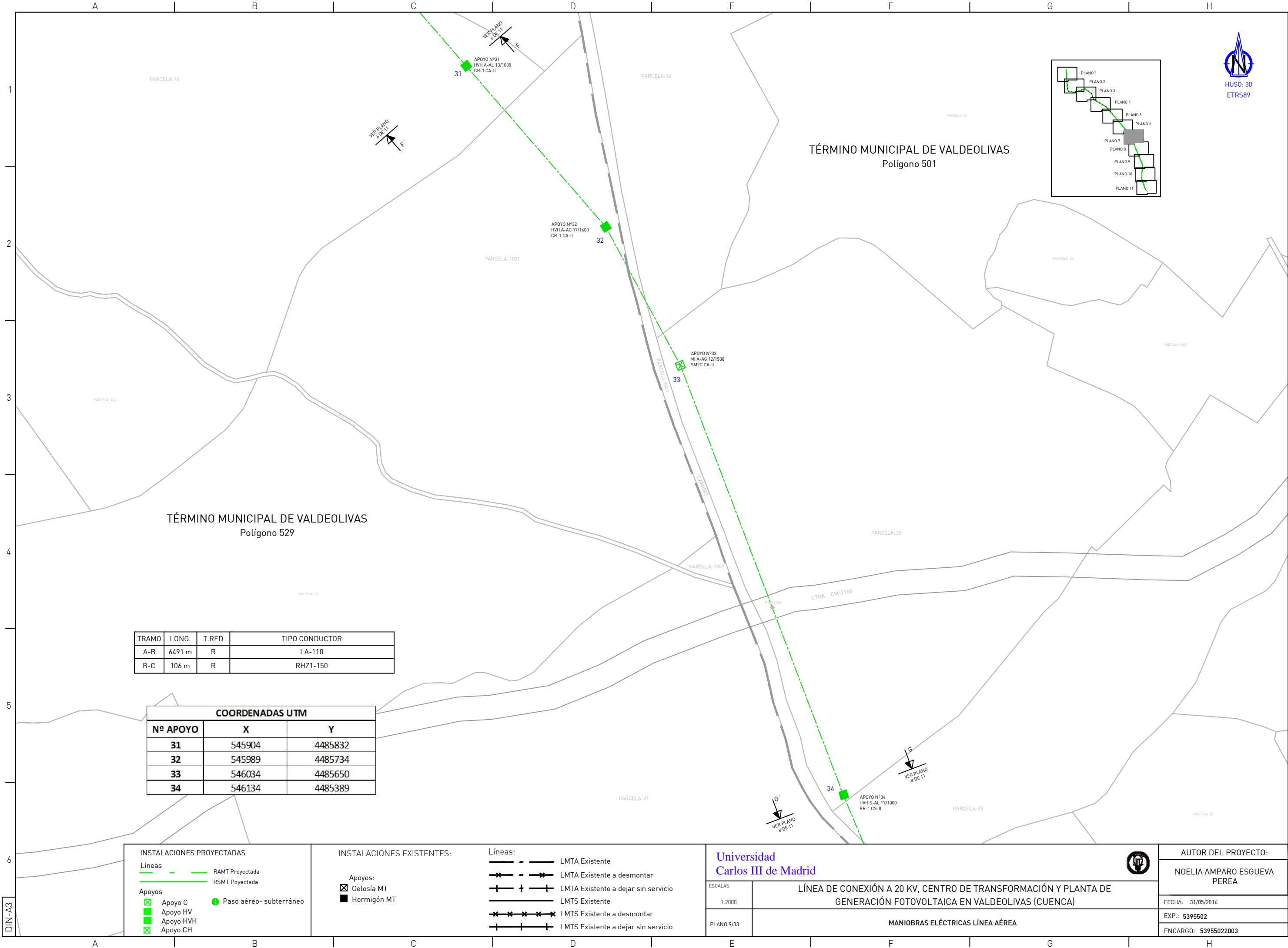
AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003



TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
31	545904	4485832
32	545989	4485734
33	546034	4485650
34	546134	4485389

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

Apoyos

Apoyo C

Apoyo HV

Apoyo HVH

Apoyo CH

Paso aéreo- subterráneo

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 9/33

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA:

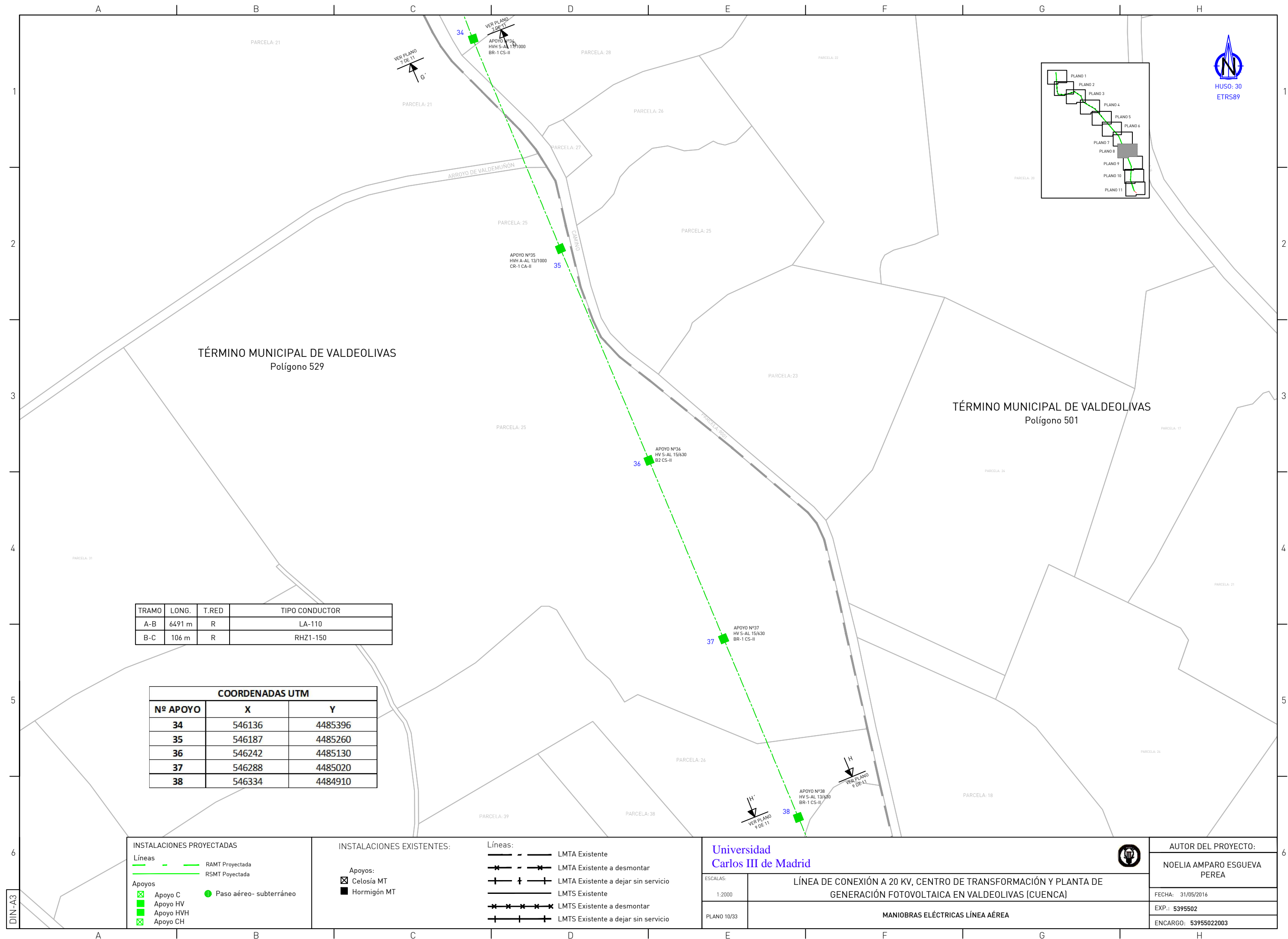
31/05/2016

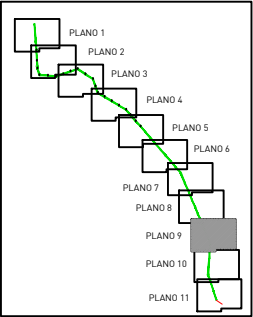
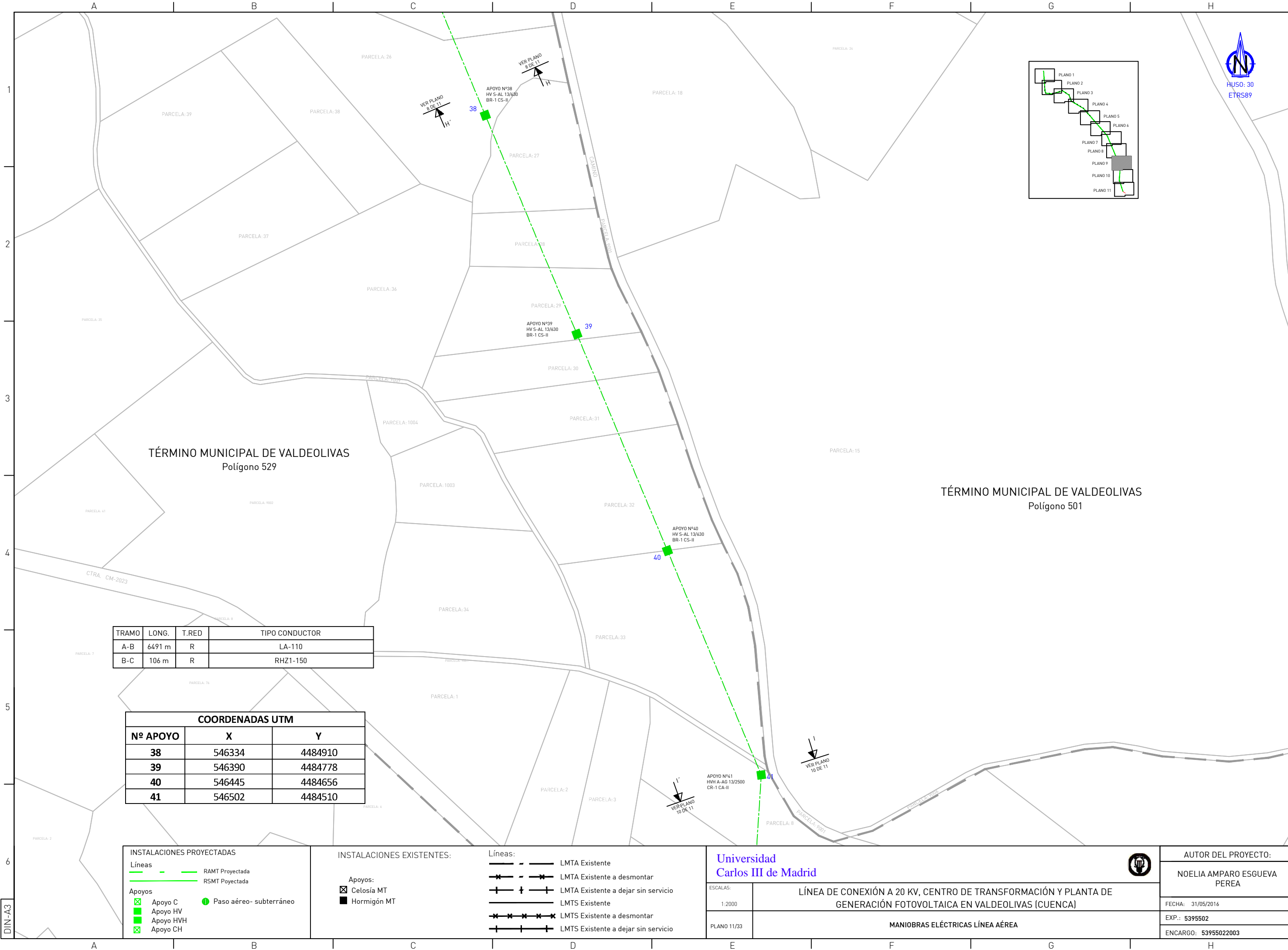
EXP.:

5395502

ENCARGO:

53955022003





TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS
Polígono 529

TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS
Polígono 501

TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
38	546334	4484910
39	546390	4484778
40	546445	4484656
41	546502	4484510

INSTALACIONES PROYECTADAS	
Líneas	RAMT Proyectada RSMT Proyectada
Apoyos	Paso aéreo- subterráneo
Apoyo C	
Apoyo HV	
Apoyo HVH	
Apoyo CH	

INSTALACIONES EXISTENTES:	
Apoyos:	
Celosía MT	
Hormigón MT	
Líneas:	
LMTA Existente	
LMTA Existente a desmontar	
LMTA Existente a dejar sin servicio	
LMTS Existente	
LMTS Existente a desmontar	
LMTS Existente a dejar sin servicio	

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:
1:2000
PLANO 11/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

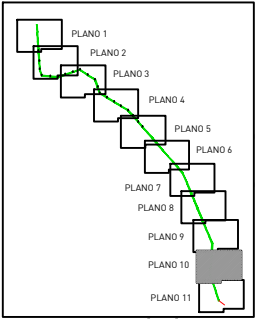
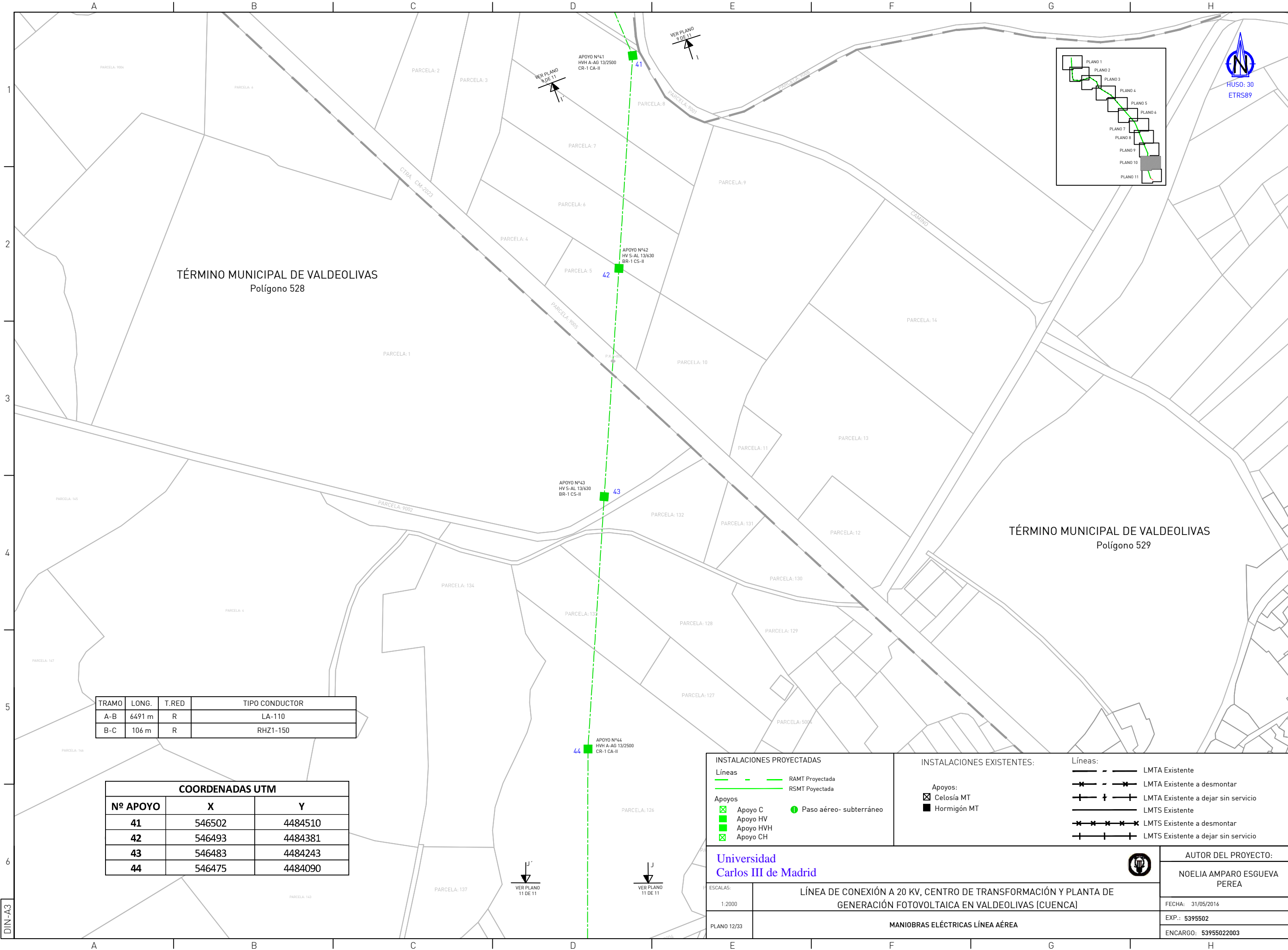
AUTOR DEL PROYECTO:
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003

DIN-A3



TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

COORDENADAS UTM		
Nº APOYO	X	Y
41	546502	4484510
42	546493	4484381
43	546483	4484243
44	546475	4484090

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Poyectada

RSMT Poyectada

Apoyos

Apoyo CApoyo HVApoyo HVHApoyo CHPaso aéreo- subterráneo

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MTHormigón MT

Líneas:

LMTA ExistenteLMTA Existente a desmontarLMTA Existente a dejar sin servicioLMTS ExistenteLMTS Existente a desmontarLMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:2000

PLANO 12/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA AÉREA

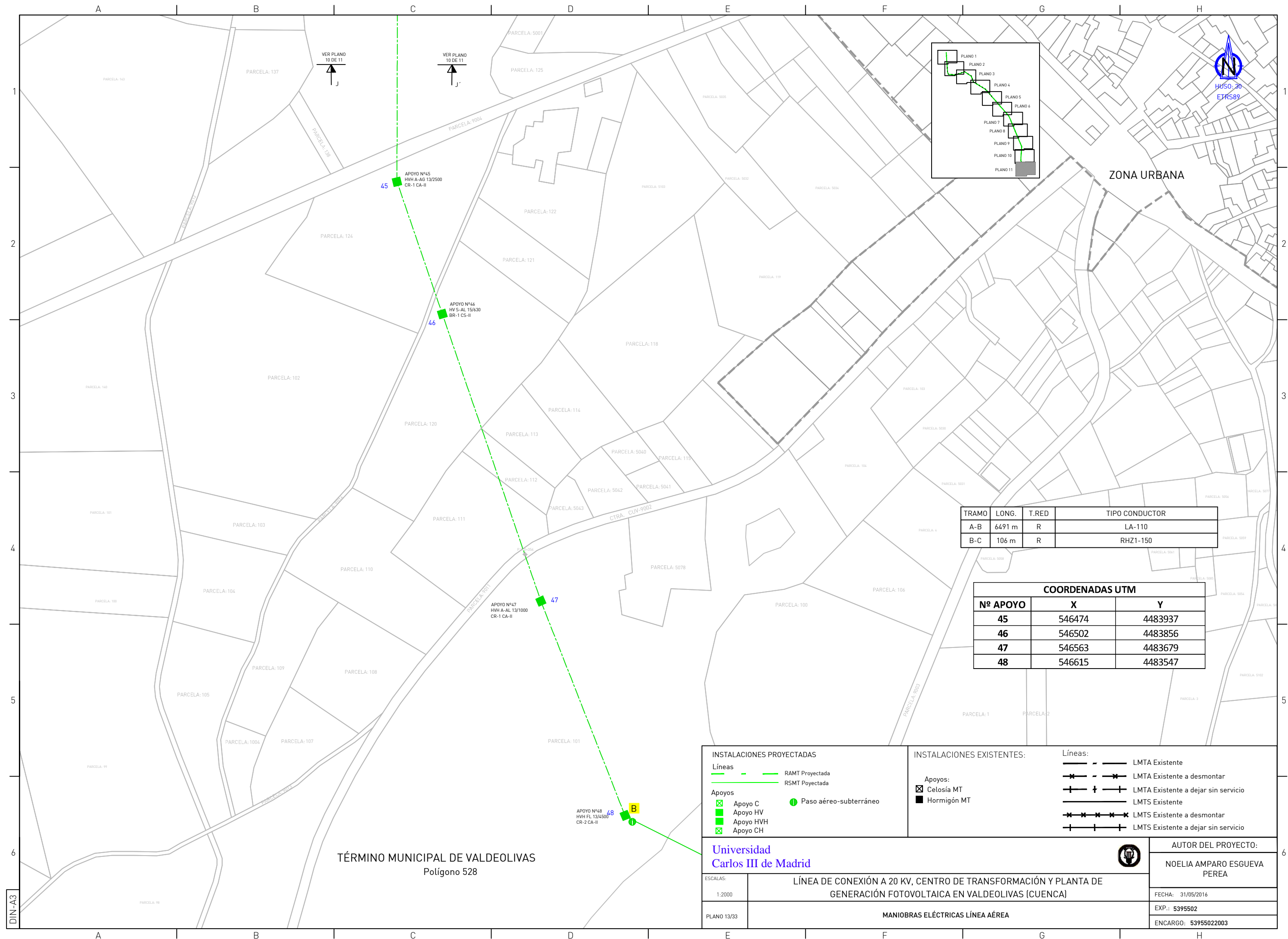
AUTOR DEL PROYECTO:

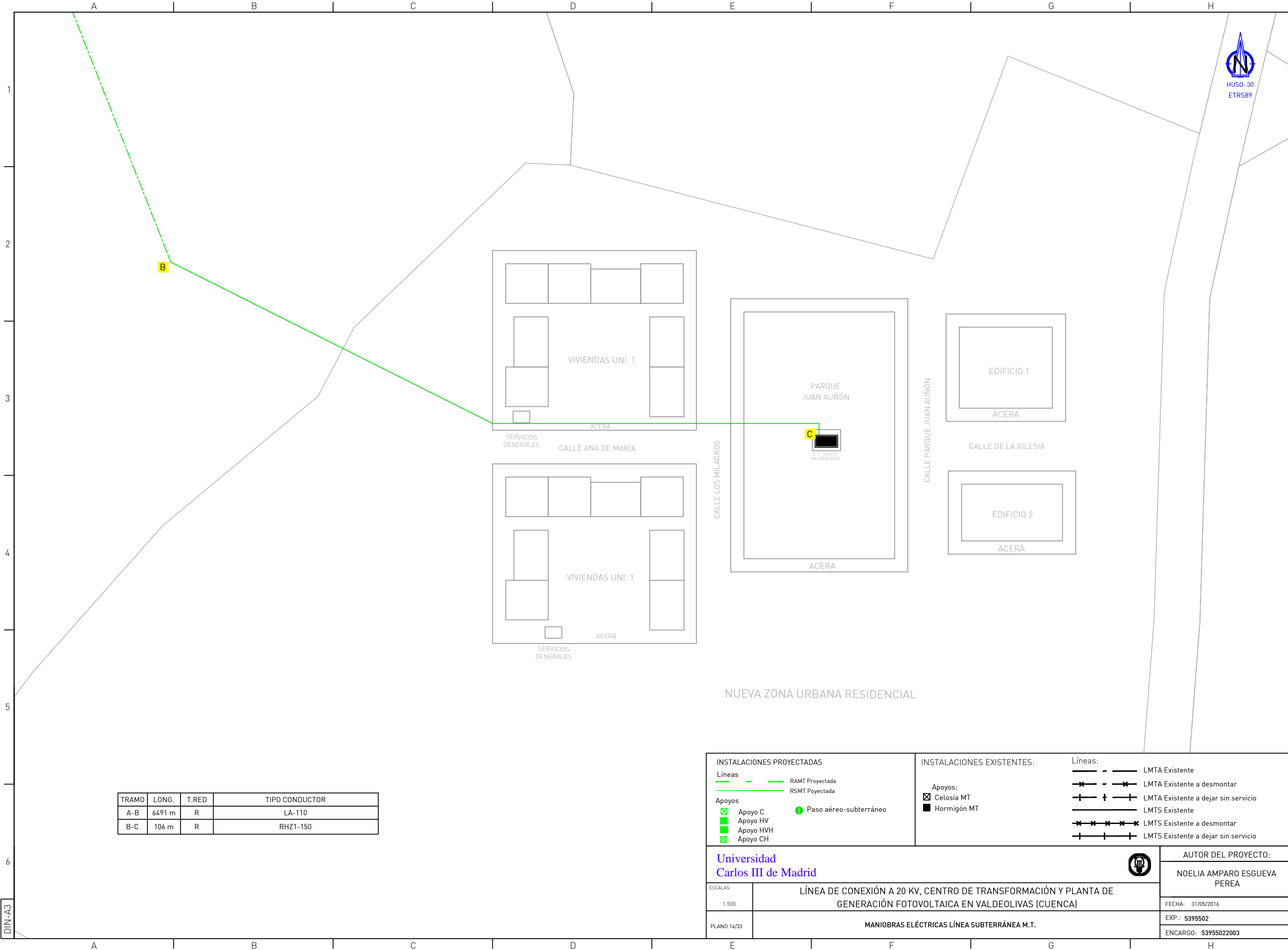
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003





TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	6491 m	R	LA-110
B-C	106 m	R	RHZ1-150

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RSMT Proyectada

Apoyos

Apoyo C

Apoyo HV

Apoyo HVH

Apoyo CH

Paso aéreo-subterráneo

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS ExistenteLMTS Existente a desmontarLMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:

1:500

PLANO 14/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA SUBTERRÁNEA M.T.

AUTOR DEL PROYECTO:

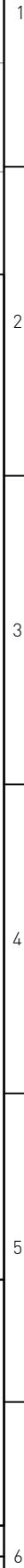
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

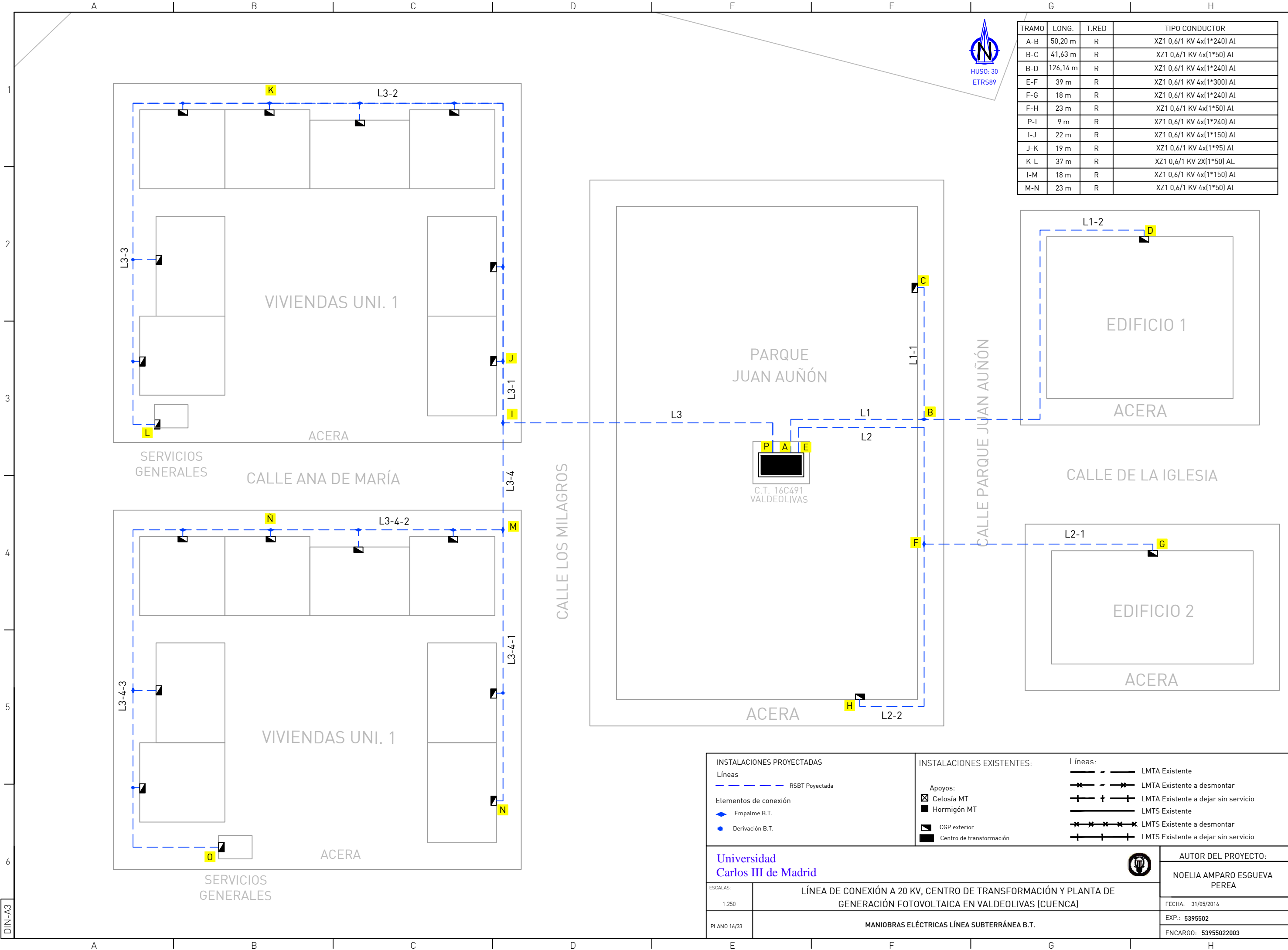
ENCARGO: 53955022003

A vertical number line with tick marks labeled 1, 2, 3, 4, 5, and 6.



- Universidad
Carlos III de Madrid

ESCALAS: 1:500	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)	PEREA
		FECHA: 31/05/2016
PLANO 15/33	OBRA CIVIL LÍNEA SUBTERRÁNEA M.T.	EXP.: 5395502
		ENCARGO: 53955022003



TRAMO	LONG.	T.RED	TIPO CONDUCTOR
A-B	50,20 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*240) Al
B-C	41,63 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*50) Al
B-D	126,14 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*240) Al
E-F	39 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*300) Al
F-G	18 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*240) Al
F-H	23 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*50) Al
P-I	9 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*240) Al
I-J	22 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*150) Al
J-K	19 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*95) Al
K-L	37 m	R	XZ1 0,6/1 KV 2X(1*50) AL
I-M	18 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*150) Al
M-N	23 m	R	XZ1 0,6/1 KV 4x(1*50) Al

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

Elementos de conexión

RSBT Poyectada

Empalme B.T.

Derivación B.T.

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:

Celosía MT

Hormigón MT

CGP exterior

Centro de transformación

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

ESCALAS:

1:250

PLANO 16/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

MANIOBRAS ELÉCTRICAS LÍNEA SUBTERRÁNEA B.T.

FECHA:

31/05/2016

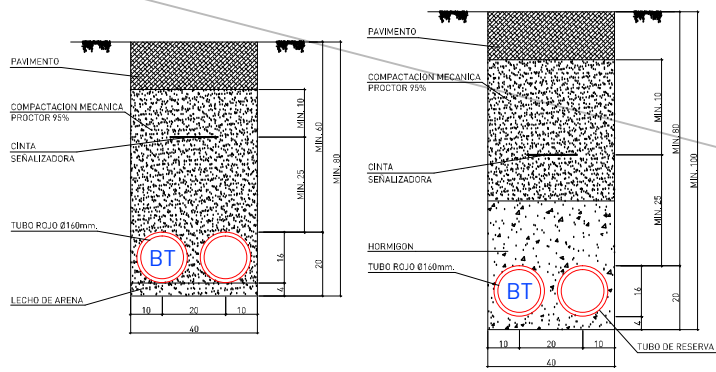
EXP.:

5395502

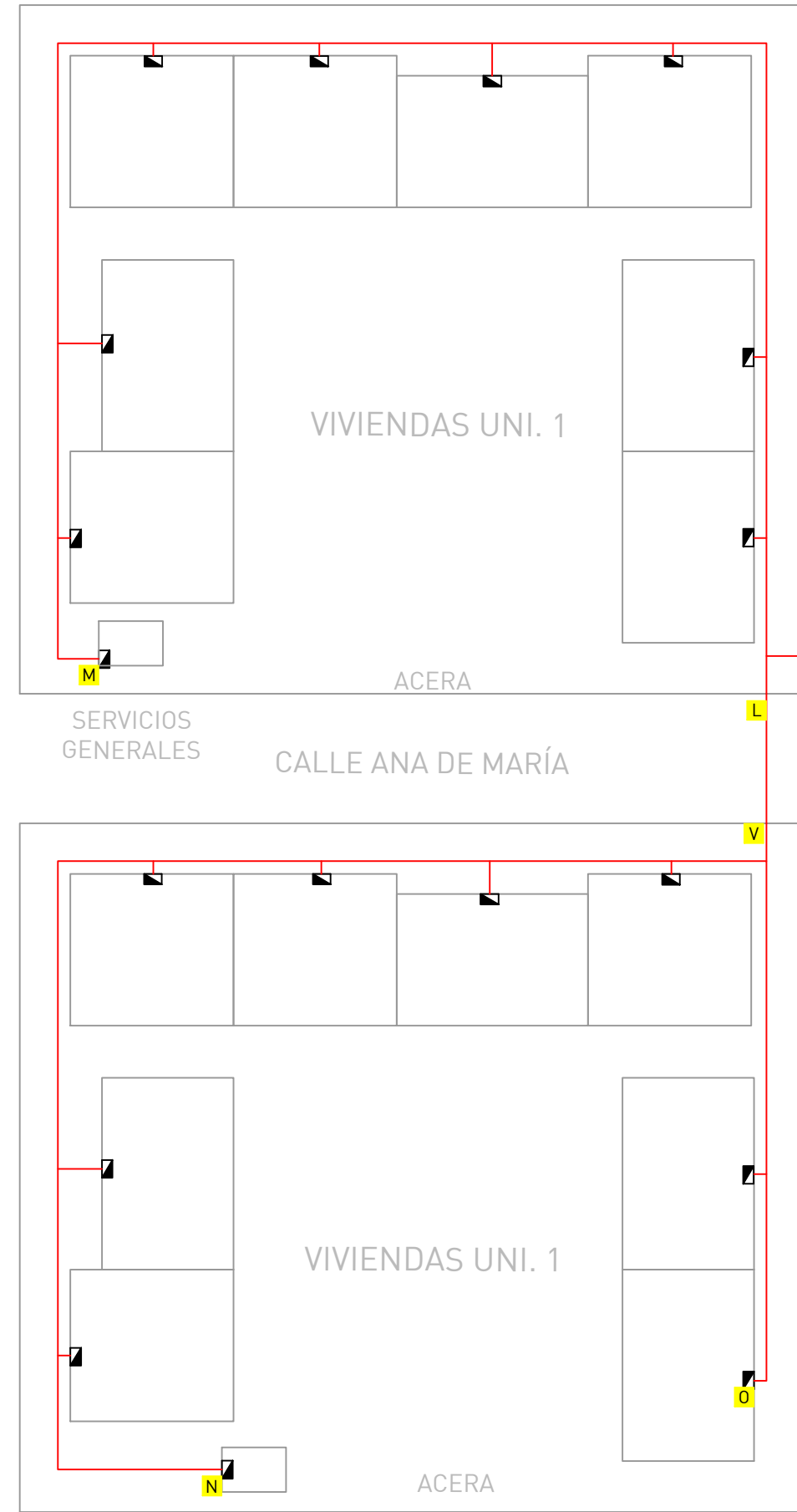
ENCARGO:

53955022003

DIN-A3



TRAMO	LONG.	T.RED	CANALIZACION	HORMIGONADO	REPOSICION
A-B	14 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	ZONA AJARDINADA
B-G	2 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	LOSETA HIDRAULICA-FIRME 15CM
G-Y	6 m	R	0,4x1 (1+R)T	SI	HORMIGON ASFALTICO-FIRME 15CM
Y-L	3 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	CEMENTO CONTINUO-FIRME 15CM
Y-M	79 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	CEMENTO CONTINUO-FIRME 15CM
L-V	6 m	R	0,4x1 (1+R)T	SI	HORMIGON ASFALTICO-FIRME 15CM
V-O	23 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	CEMENTO CONTINUO-FIRME 15CM
V-N	59 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	CEMENTO CONTINUO-FIRME 15CM
C-T	11 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	ZONA AJARDINADA
E-D	10 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	ZONA AJARDINADA
T-H	12 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	LOSETA HIDRAULICA-FIRME 15CM
D-I	28 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	LOSETA HIDRAULICA-FIRME 15CM
T-P	6 m	R	0,4x1 (1+R)T	SI	HORMIGON ASFALTICO-FIRME 15CM
K-R	6 m	R	0,4x1 (1+R)T	SI	HORMIGON ASFALTICO-FIRME 15CM
R-S	10 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	CEMENTO CONTINUO-FIRME 15CM
P-Q	24 m	R	0,4x0,8 2T	Nº	CEMENTO CONTINUO-FIRME 15CM



Universidad Carlos III de Madrid

ESCALAS:
1:250

PLANO 17/33

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

OBRA CIVIL LÍNEA SUBTERRÁNEA B.T.

AUTOR DEL PROYECTO:
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

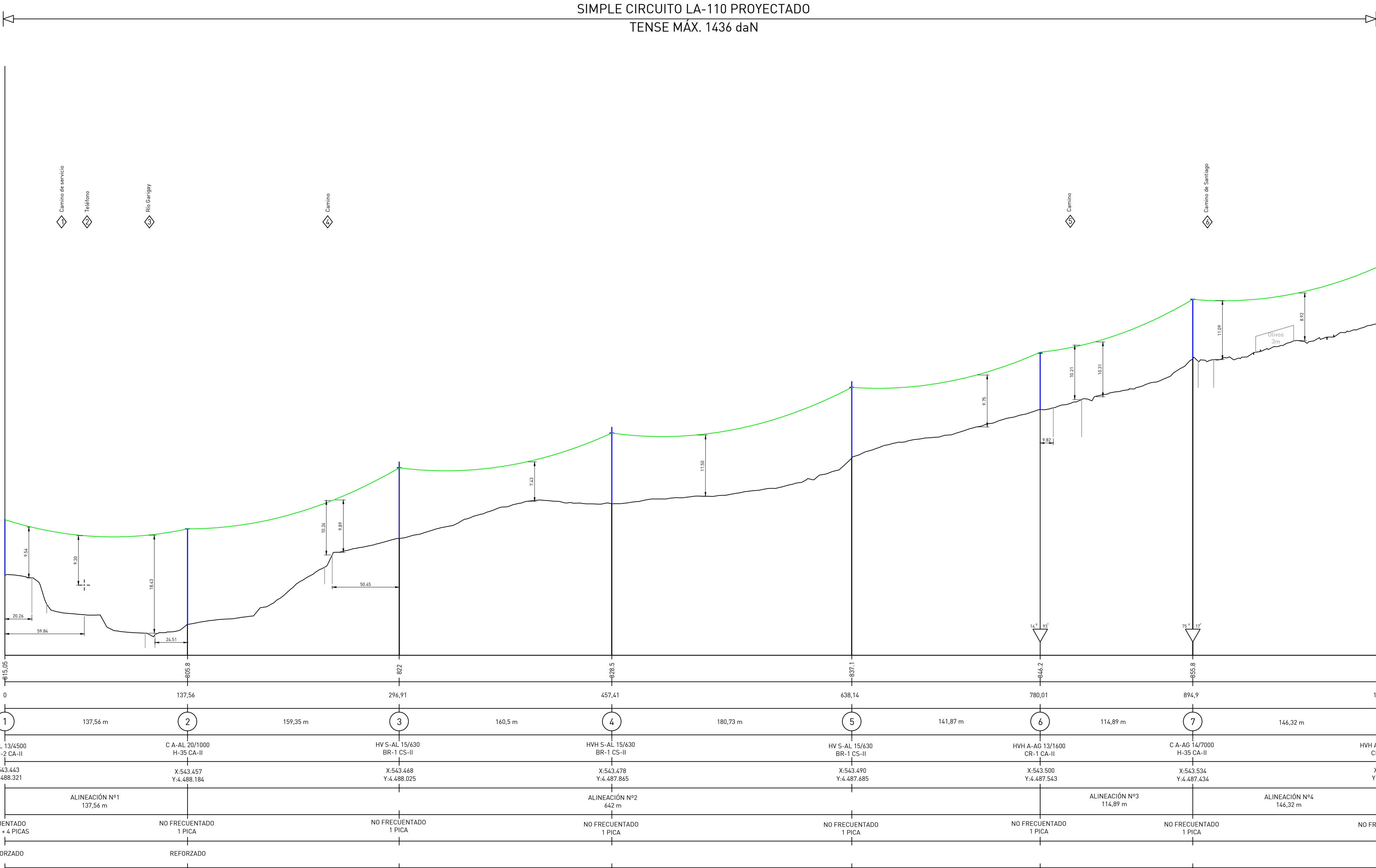
FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003

- INSTALACIONES:
- PAR proyectado BT Resid
 - PAR proyectado BT ACERA
 - PAR proyectado BT CALZADA
 - PAR proyectado MT ACERA
 - PAR proyectado MT CALZADA
 - Punto acceso a la red existente
 - Canalización existente
 - Canalización proyectada
 - Cala proyectada

ENLACE CIRCUITO ENA-701 Y TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS 20 kV
CONDUCTOR LA-110 S/C
ZONA B



CRUZAMIENTOS Nº1, Nº3, Nº4, Nº5 Y Nº6

APLICACIÓN DEL PUNTO 5.5 ITC-LAT-07
DISTANCIAS AL TERMINO, CAMINOS, SENDAS
CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES

DV + Dadd + Del Con un mínimo de 6 m
Dadd + Del + 1,1 x #som

Dadd = 5,3 m
Del = 0,22 m
#som = 0,5 m

DV = 5,30 + 0,22 + 5,52 m DV = 6 m
5,3 + 0,26 + 1,1 x 0,5

CRUZAMIENTO Nº1 DV = 9,54 m + 6 m
CRUZAMIENTO Nº3 DV = 18,43 m + 6 m
CRUZAMIENTO Nº4 DV = 10,24 m + 6 m
CRUZAMIENTO Nº5 DV = 10,21 m + 6 m
CRUZAMIENTO Nº6 DV = 11,09 m + 6 m

CRUZAMIENTO Nº 2

DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES DE FASE
Y LÍNEA AEREA DE TELECOMUNICACIÓN

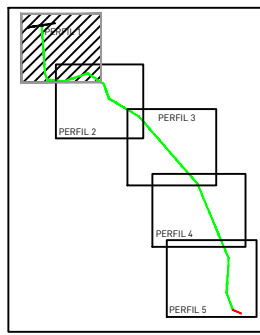
APLICACIÓN DEL PUNTO 5.6 ITC-LAT-07
DISTANCIAS A OTRAS LÍNEAS ELÉCTRICAS AÉREAS
O LÍNEAS AÉREAS DE TELECOMUNICACIÓN

DH + 1,5 + Del Con un mínimo de 2 m
DV + Dadd + Dpp
1,5 + Del + 1,1 x #som

Dadd = 1,8 m
Del = 0,22 m
Dpp = 0,25 m
#som = 0,5 m

DH + 1,5 + 0,22 = 1,72 m DH = 2 m
DV + 1,8 + 0,25 = 2,05 m DV = 2,05 m
1,5 + 0,16 = 1,66 + 1,1 x 0,5 = 1,6

CRUZAMIENTO Nº2 DH = 59,84 m + 2 m DV = 9,30 m + 2,05 m



NOTAS:
-CATENARIAS DIBUJADAS CON
PARÁMETRO DE Fmax A 50º

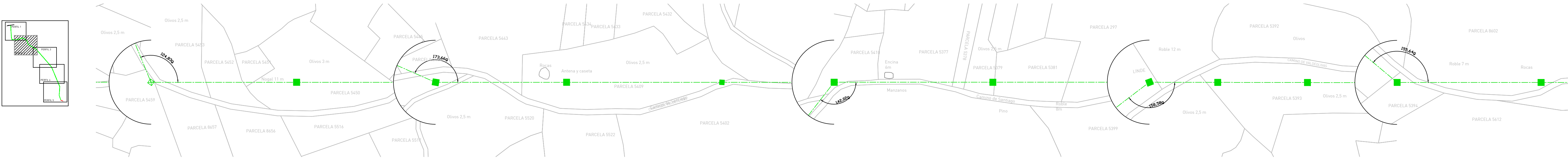
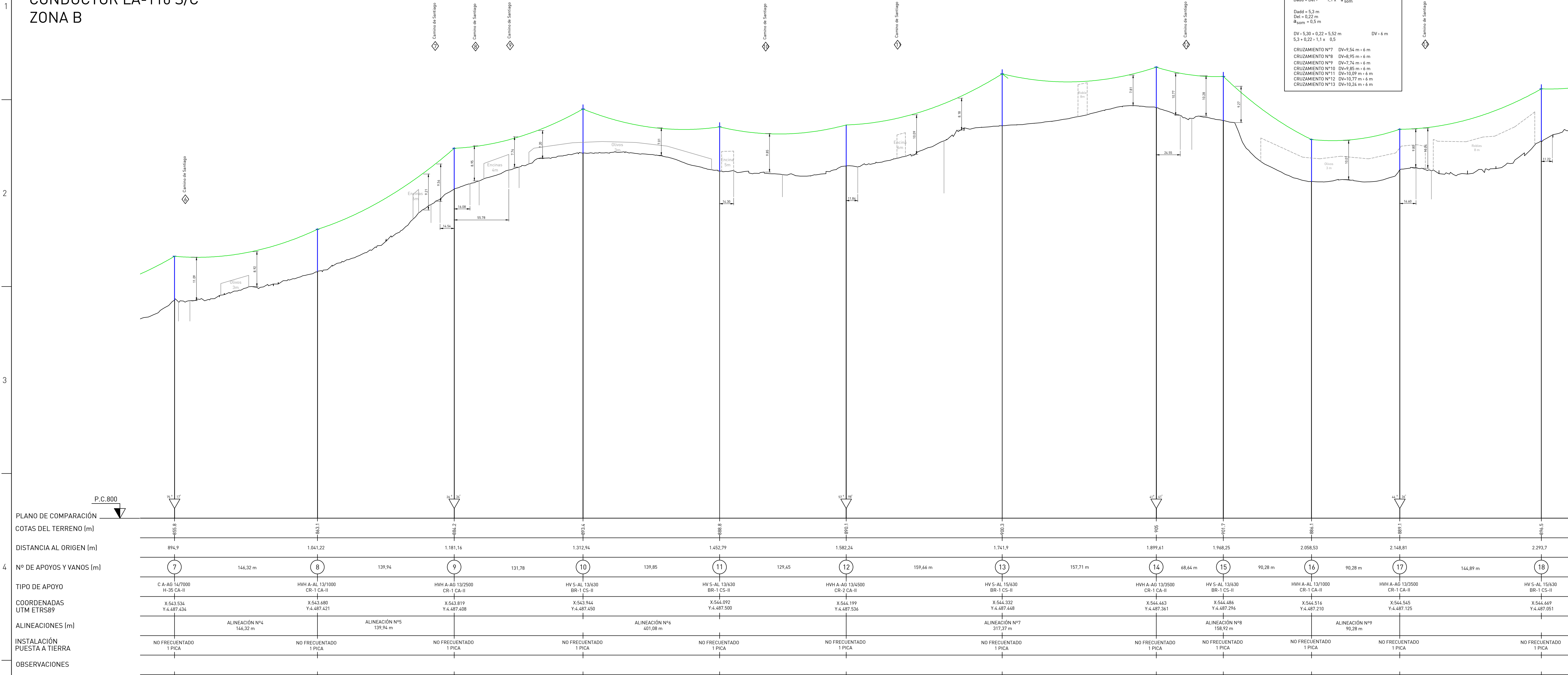
INSTALACIONES PROYECTADAS	INSTALACIONES EXISTENTES:	Líneas:
Líneas --- BAKT Proyectada --- BAKT Proyectada	Líneas: --- LMTA Existente --- LMTA Existente a desmontar --- LMTA Existente a dejar sin servicio --- LMTS Existente --- LMTS Existente a desmontar --- LMTS Existente a dejar sin servicio	Líneas: --- LMTA Existente --- LMTA Existente a desmontar --- LMTA Existente a dejar sin servicio --- LMTS Existente --- LMTS Existente a desmontar --- LMTS Existente a dejar sin servicio
Apoyos ■ Apoyo C ■ Apoyo HV ■ Apoyo HHV ■ Apoyo CH	Apoyos: ■ Celosía MT ■ Hormigón MT	

Universidad Carlos III de Madrid	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)	AUTOR DEL PROYECTO: NOELIA AMPARO ESGUEVA PERERA
FECHA: 31/05/2014	EXP: 5295602	ENCARGO: 52956022003

ENLACE CIRCUITO ENA-701 Y TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS 20 kV
CONDUCTOR LA-110 S/C
ZONA B

SIMPLE CIRCUITO LA-110 PROYECTADO
TENSIÓN MÁX. 1436 daN

CRUZAMIENTOS N°7, N°8, N°9,
N°10, N°11, N°12 Y N°13
APLICACIÓN DEL PUNTO 5.5 ITC-LAT-07
DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINOS, SENDAS
CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES
DV = Dadd + Del Con un mínimo de 6 m
Dadd = Del + 1,1 x R_{som}
Dadd = 5,3 m
Del = 0,22 m
R_{som} = 0,5 m
DV = 5,30 + 0,22 + 5,52 m DV = 6 m
5,3 + 0,22 + 1,1 x 0,5
CRUZAMIENTO N°7 DV=9,54 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°8 DV=8,95 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°9 DV=7,74 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°10 DV=9,85 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°11 DV=10,09 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°12 DV=10,77 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°13 DV=10,24 m + 6 m



NOTAS:
- CATENARIAS DIBUJADAS CON
PARÁMETRO DE Fmax A 50°

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas: --- RAMT Proyectada
--- RSMT Proyectada

Apoysos: Apoyo C
 Apoyo HV
 Apoyo HHV
 Apoyo CH

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoysos: Celosía MT
 Hormigón MT

Líneas: --- LMTA Existente
--- LMTA Existente a desmontar
--- LMTA Existente a dejar sin servicio
--- LMTS Existente
--- LMTS Existente a desmontar
--- LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

FECHA: 31/05/2014
EXP: 5299502
ENCARGO: 52995022003

PLANO 1633

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

PERFIL LÍNEA AEREA

AUTOR DEL PROYECTO:
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

ENLACE CIRCUITO ENA-701 Y TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS 20 kV
CONDUCTOR LA-110 S/C
ZONA B

SIMPLE CIRCUITO LA-110 PROYECTADO
TENSE MÁX. 1436 daN

CRUZAMIENTOS N°14, N°15, N°16 Y N°17
APLICACIÓN DEL PUNTO 5.5 ITC-LAT-07
DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINOS, SENDAS
CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES

DV + Dadd + Del Con un mínimo de 6 m
Dadd + Del > 1,1 x 8,50m

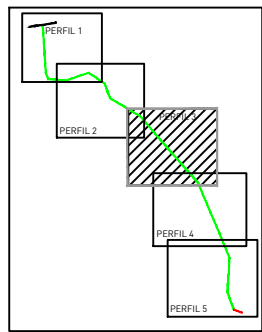
Dadd = 5,3 m
Del = 0,22 m
8,50m = 0,5 m

DV + 5,30 + 0,22 = 5,52 m
5,3 + 0,22 + 1,1 x 0,5

CRUZAMIENTO N°14 DV=9,67 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°15 DV=9,56 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°16 DV=9,48 m + 6 m
CRUZAMIENTO N°17 DV=9,16 m + 6 m

P.C.800
PLANO DE COMPARACIÓN
COTAS DEL TERRENO (m)

DISTANCIA AL ORIGEN (m)	2.293,7		2.435,85		2.579,05		2.723,57		2.846,24		2.987,19		3.106,28		3.236,22		3.366,07		3.500,28		3.640,34																							
Nº DE APOYOS Y VANOS (m)	18		142,15 m		19		143,2 m		20		144,52 m		21		122,67 m		22		140,95 m		23		119,09 m		24		129,94 m		25		129,85 m		26		134,21 m		27		140,06 m		28		132,21 m	
TIPO DE APOYO	HV S-AL 15/630 BR-1 CS-II		HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II		HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II		HVH A-AG 13/2500 CR-1 CA-II		HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II		HVH AC-AL 13/2500 CR-1 CA-II		HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II		HV A-AL 15/1000 CR-1 CA-II		HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II		HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II		CH A-AL 17,5/1000 CR-1 CA-II																							
COORDENADAS UTM ETRS89	X:544.669 Y:4.487.051		X:544.791 Y:4.486.977		X:544.914 Y:4.486.904		X:545.038 Y:4.486.830		X:545.119 Y:4.486.737		X:545.211 Y:4.486.631		X:545.289 Y:4.486.541		X:545.374 Y:4.486.442		X:545.459 Y:4.486.344		X:545.547 Y:4.486.243		X:545.639 Y:4.486.137																							
ALINEACIONES (m)			ALINEACIÓN N°10 574,77 m						ALINEACIÓN N°11 263,62 m				ALINEACIÓN N°12 249,03 m				ALINEACIÓN N°13 404,12 m																											
INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA	NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA		NO FRECUENTADO 1 PICA																							
OBSERVACIONES																																												



NOTAS:
-CATENARIAS DIBUJADAS CON
PARÁMETRO DE Fmax A 50°

TÉRMINO MUNICIPAL DE SALMERÓN
POLÍGONO 501

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RAMT Proyectada

Apoysos

Apoysos C

Apoysos HV

Apoysos HVH

Apoysos CH

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoysos:

Celosis MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

FECHA: 31/05/2014

EXP: 5299502

ENCARGO: 52995022003

AUTOR DEL PROYECTO:
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

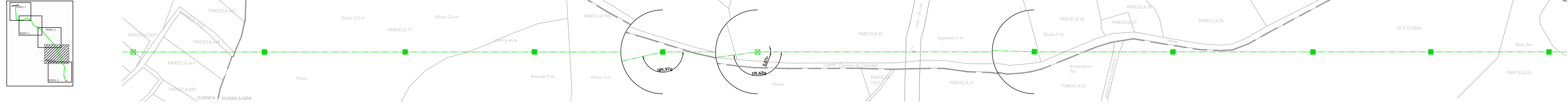
PERFIL LÍNEA AÉREA

ENLACE CIRCUITO ENA-701 Y TÉRMINO
MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS 20 kV
CONDUCTOR LA-110 S/C
ZONA B

SIMPLE CIRCUITO LA-110 PROYECTADO
TENSE MÁX. 1436 daN

CRUZAMIENTOS Nº 18, Nº19 Y Nº20
APLICACIÓN DEL PUNTO 5.5 ITC-LAT-07
DISTANCIAS AL TERRENO CAMINOS, SENDAS
CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES
DV = Dadd + Del Con un mínimo de 6 m
Dadd = Del + 1,1 x \varnothing_{sum}
Dadd = 5,3 m
Del = 0,22 m
 \varnothing_{sum} = 15,5 m
DV = 5,30 + 0,22 = 5,52 m DV = 6 m
5,3 + 0,22 + 1,1 x 0,5
CRUZAMIENTO Nº18 DV=15,35 m + 6 m
CRUZAMIENTO Nº19 DV=13,95 m + 6 m
CRUZAMIENTO Nº20 DV=10,38 m + 6 m

	<div>P.C.800</div> <div><div></div></div>																					
PLANO DE COMPARACIÓN COTAS DEL TERRENO (m)	3.640,34	3.772,65	3.914,42	4.044,47	4.174,34	4.269,99	4.548,91	4.688,96	4.830,12	4.949,02	5.068,16											
DISTANCIA AL ORIGEN (m)	132,21 m	141,77 m	130,05 m	129,87 m	95,65 m	278,92 m	140,05 m	141,16 m	118,9 m	119,14 m												
Nº DE APOYOS Y VANOS (m)	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38											
TIPO DE APOYO	2H A-AL 17,5/1000 CR-1 CA-II	HVH S-AL 17/1000 BR-1 CS-II	HVH S-AL 17/1000 BR-1 CS-II	HVH A-AL 13/1000 CR-1 CA-II	HVH A-AG 17/1600 CR-1 CA-II	MI-1500-12 SM2C CA-II	HVH S-AL 17/1000 BR-1 CS-II	HVH A-AL 13/1000 CR-1 CA-II	HV S-AL 15-630 B-2 CS-II	HV S-AL 15/630 BR-1 CS-II	HV S-AL 13/630 BR-1 CS-II											
COORDENADAS UTM ETRS89	X:545.639 Y:4.486.137	X:545.726 Y:4.486.037	X:545.819 Y:4.485.930	X:545.904 Y:4.485.832	X:545.989 Y:4.485.734	X:546.034 Y:4.485.650	X:546.134 Y:4.485.389	X:546.187 Y:4.485.260	X:546.242 Y:4.485.129	X:546.288 Y:4.485.020	X:546.336 Y:4.484.918											
ALINEACIONES (m)			ALINEACIÓN Nº14 404,14 m		ALINEACIÓN Nº15 129,87 m	ALINEACIÓN Nº16 95,65 m		ALINEACIÓN Nº17 418,97 m			ALINEACIÓN Nº18 812,85 m											
INSTALACIÓN PUESTA A TIERRA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA	NO FRECUENTADO 1 PICA											
OBSERVACIONES	TÉRMINO MUNICIPAL DE SALMERÓN POLÍGONO 501			TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS POLÍGONO 529			TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS POLÍGONO 501			TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS POLÍGONO 529												

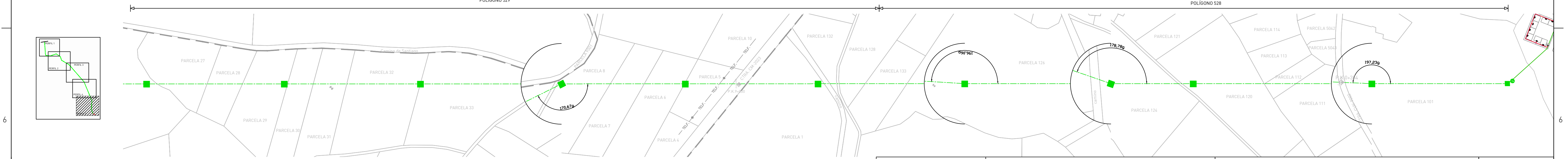
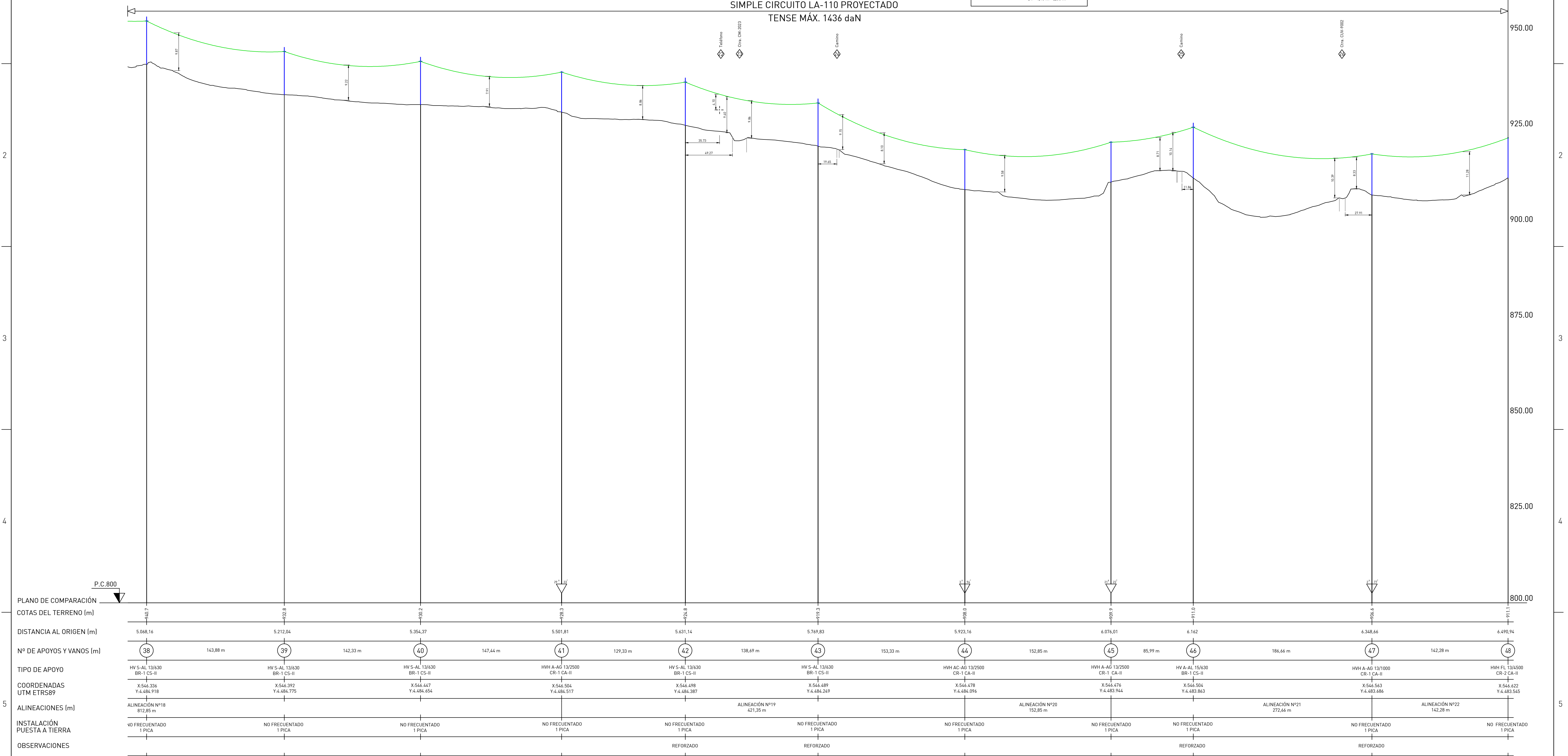


NOTAS:
- CATENARIAS DIBUJADAS CON
PARÁMETRO DE Fmax A 50°

INSTALACIONES PROYECTADAS Líneas: --- RMT Proyectada --- RMT Proyectada Apoyos: Apoyo C, Apoyo HV, Apoyo HVH, Apoyo CH	INSTALACIONES EXISTENTES: Apoyos: Celosía MT, Hormigón MT	Líneas: --- LMTA Existente, --- LMTA Existente a desmontar, --- LMTA Existente a dejar sin servicio, --- LMTS Existente, --- LMTS Existente a desmontar, --- LMTS Existente a dejar sin servicio	Universidad Carlos III de Madrid LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA) PERFIL LÍNEA AÉREA	AUTOR DEL PROYECTO: NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA FECHA: 31/05/2014 EXP: 5299502 ENCARGO: 52995022003
--	---	--	---	---

ENLACE CIRCUITO ENA-701 Y TÉRMINO
MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS 20 kV
CONDUCTOR LA-110 S/C
ZONA B

CRUZAMIENTO Nº 21 DISTANCIA ENTRE CONDUCTORES DE FASE Y LÍNEA AEREA DE TELECOMUNICACIÓN APLICACIÓN DEL PUNTO 5.6 ITC-LAT-07 DISTANCIAS A OTRAS LÍNEAS ELÉCTRICAS AERIAS O LÍNEAS AERIAS DE TELECOMUNICACIÓN DH = 1,5 + Del Con un mínimo de 2 m DV = Dadd + Dpp 1,5 + Del = 1,1 x a som Dadd = 1,8 m Del = 0,22 m Dpp = 0,25 m a som = 0,5 m DH = 1,5 + 0,22 = 1,72 m DH = 2 m DV = 1,8 + 0,25 + 2,05 m DV = 2,05 m 1,5 + 0,22 = 1,72 m 1,1 x 0,5 = 0,55 CRUZAMIENTO Nº21 DH = 35,73 m + 2 m DV = 4,10 m + 2,05 m	CRUZAMIENTOS Nº 22 Y Nº25 CARRETERA CIV-9002 P.K. 0+354 CARRETERA CM-2023 P.K. 9+000 APLICACIÓN DEL PUNTO 5.7 ITC-LAT-07 DISTANCIAS A CARRETERAS DV = Dadd + Del Con un mínimo de 7m. Dadd + Del = 1,1 x a som Dadd = 1,8 m Del = 0,22 m a som = 0,5 m DV = 1,8 + 0,22 = 2,02 m DV = 7 m 1,8 + 0,22 = 1,1 x 0,5 CRUZAMIENTO Nº22 DV = 9,86 m + 7 m CRUZAMIENTO Nº25 DV = 10,39 m + 7 m	CRUZAMIENTOS Nº 23 y Nº24 APLICACIÓN DEL PUNTO 5.5 ITC-LAT-07 DISTANCIAS AL TERRENO, CAMINOS, SENDAS CURSOS DE AGUA NO NAVEGABLES DV = Dadd + Del Con un mínimo de 6 m Dadd + Del = 1,1 x a som Dadd = 5,3 m Del = 0,22 m a som = 0,5 m DV = 5,30 + 0,22 + 5,52 m DV = 6 m 5,3 + 0,22 = 1,1 x 0,5 CRUZAMIENTO Nº23 DV = 9,15 m + 6 m CRUZAMIENTO Nº24 DV = 10,14 m + 6 m
--	--	---



NOTAS:
-CATENARIAS DIBUJADAS CON
PARÁMETRO DE Fmax A 50°

INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas

RAMT Proyectada

RAMT Proyectada

Apoysos

Apoysos C

Apoysos HW

Apoysos HHV

Apoysos CH

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoysos:

Celosis MT

Hormigón MT

Líneas:

LMTA Existente

LMTA Existente a desmontar

LMTA Existente a dejar sin servicio

LMTS Existente

LMTS Existente a desmontar

LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad Carlos III de Madrid

FECHA: 31/05/2016

EXP: 5399502

ENCARGO: 53995022003

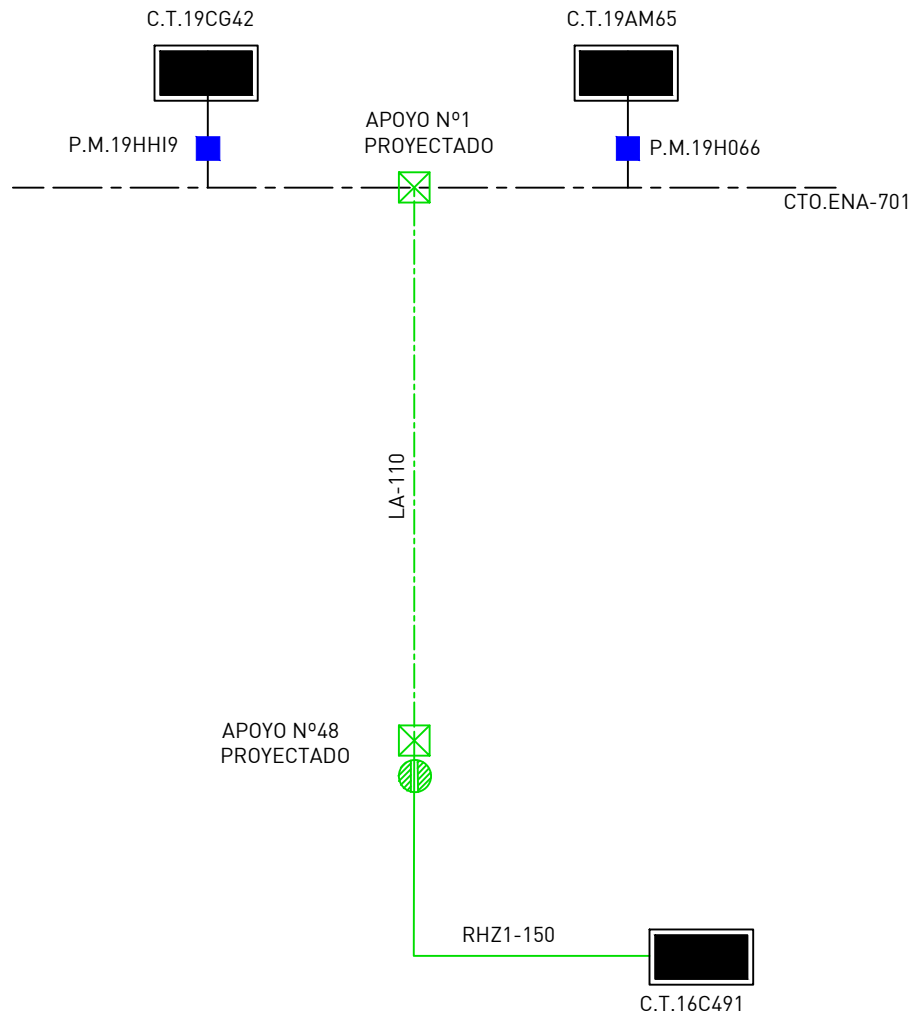
AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

PERFIL LÍNEA AEREA

ENLACES CIRCUITO ENA-701 Y TÉRMINO MUNICIPAL DE VALDEOLIVAS (CUENCA)



INSTALACIONES PROYECTADAS

Líneas	RAMT Proyectada
	RSMT Proyectada
Apoyos	Paso aéreo- subterráneo
Apoyo C	
Apoyo HV	
Apoyo HVH	
Apoyo CH	

INSTALACIONES EXISTENTES:

Apoyos:	
Celosía MT	
Hormigón MT	
Punto de maniobra	

Líneas:

	LMTA Existente
	LMTA Existente a desmontar
	LMTA Existente a dejar sin servicio
	LMTS Existente
	LMTS Existente a desmontar
	LMTS Existente a dejar sin servicio

Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

ESCALAS:

S/E

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

FECHA: 31/05/2016

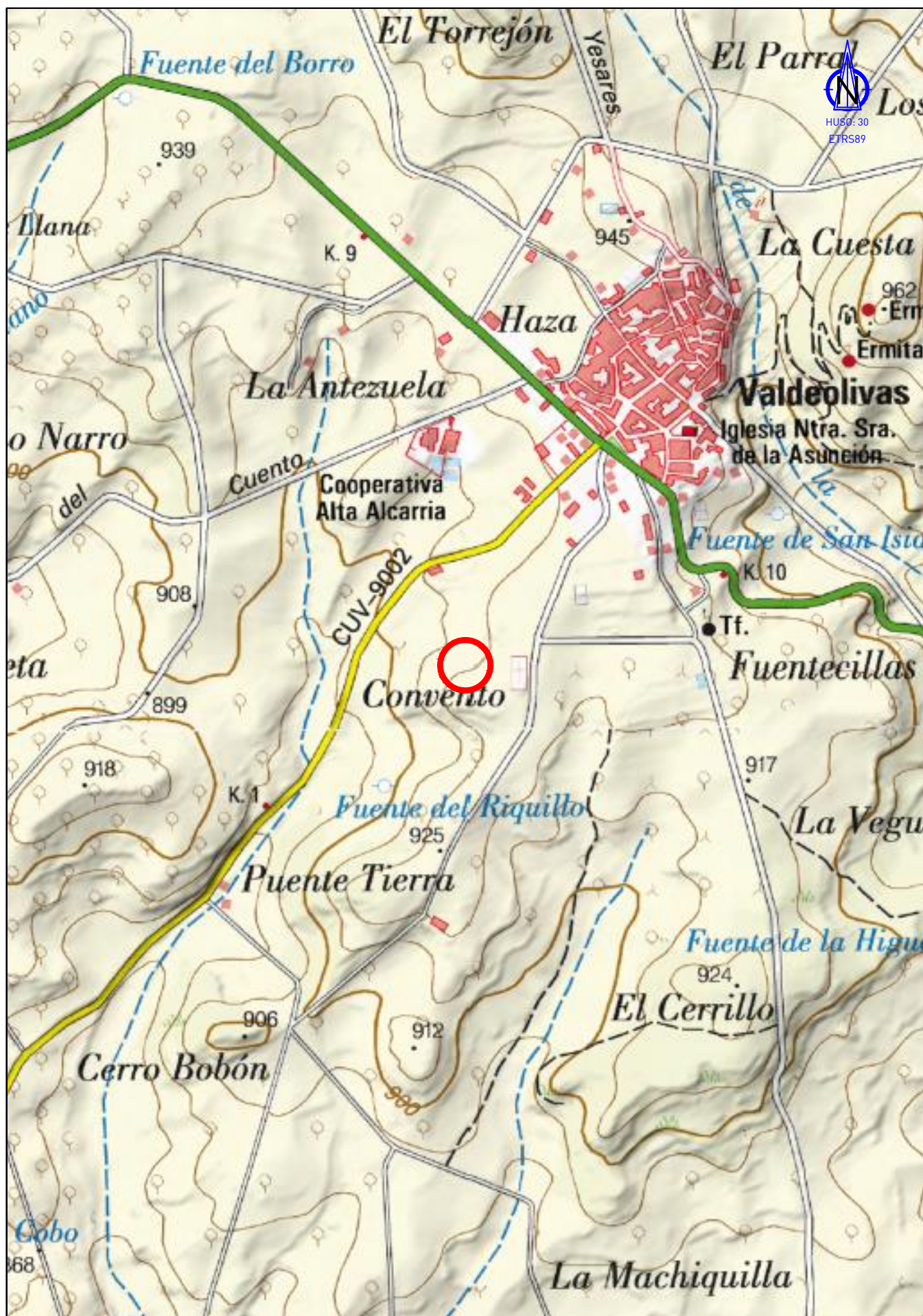
PLANO 23/33

ESQUEMA UNIFILAR M.T.

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003

DIN-A4



Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

ESCALAS:

1:10000

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

FECHA: 31/05/2016

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003

PLANO 24/33

SITUACIÓN C.T.

DIN-A4



Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:
NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

ESCALAS:
1:5000

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

FECHA: 31/05/2016

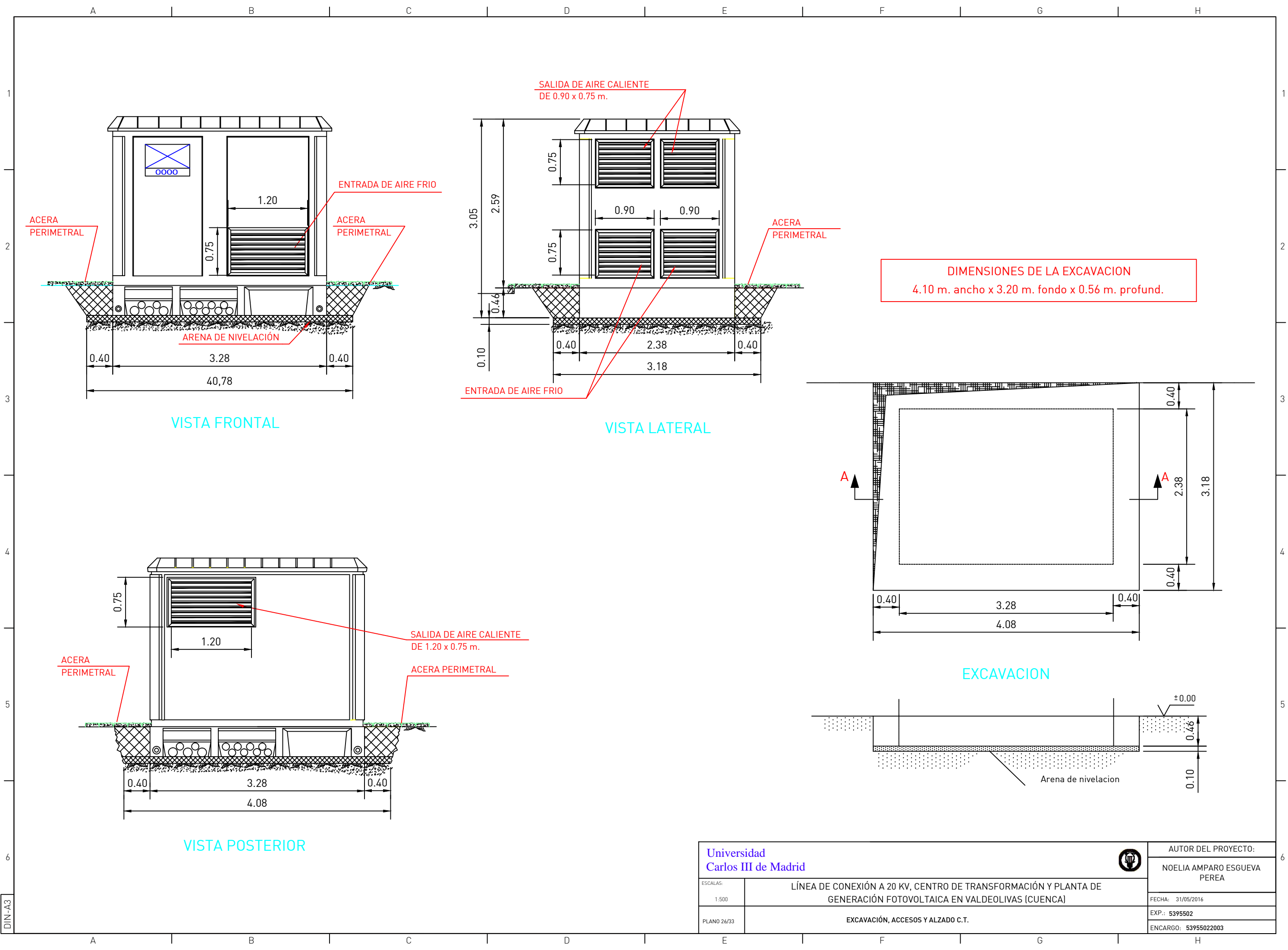
PLANO 25/33

EMPLAZAMIENTO C.T.

EXP.: 5395502

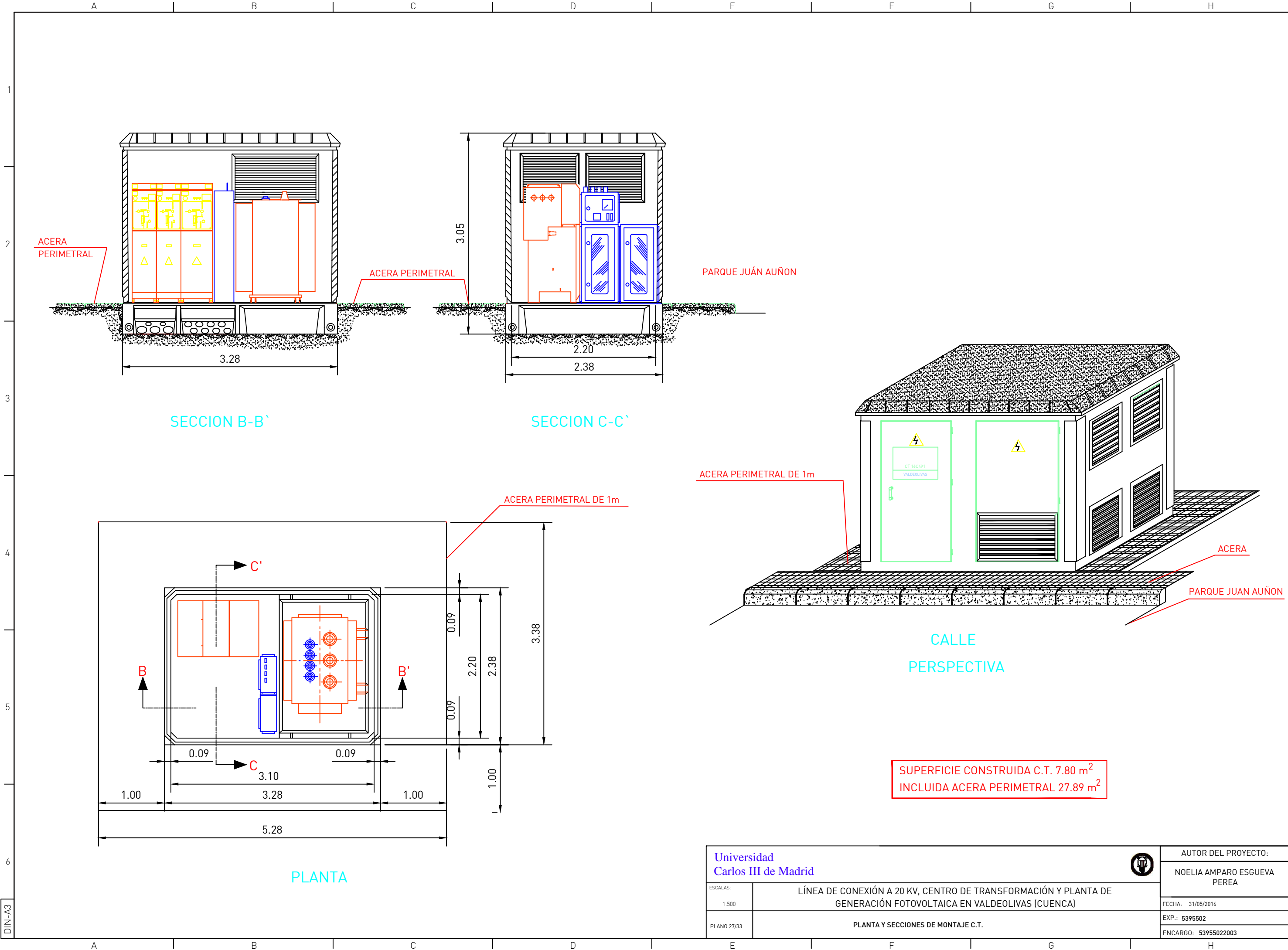
ENCARGO: 53955022003

DIN-A4



DIN-A3

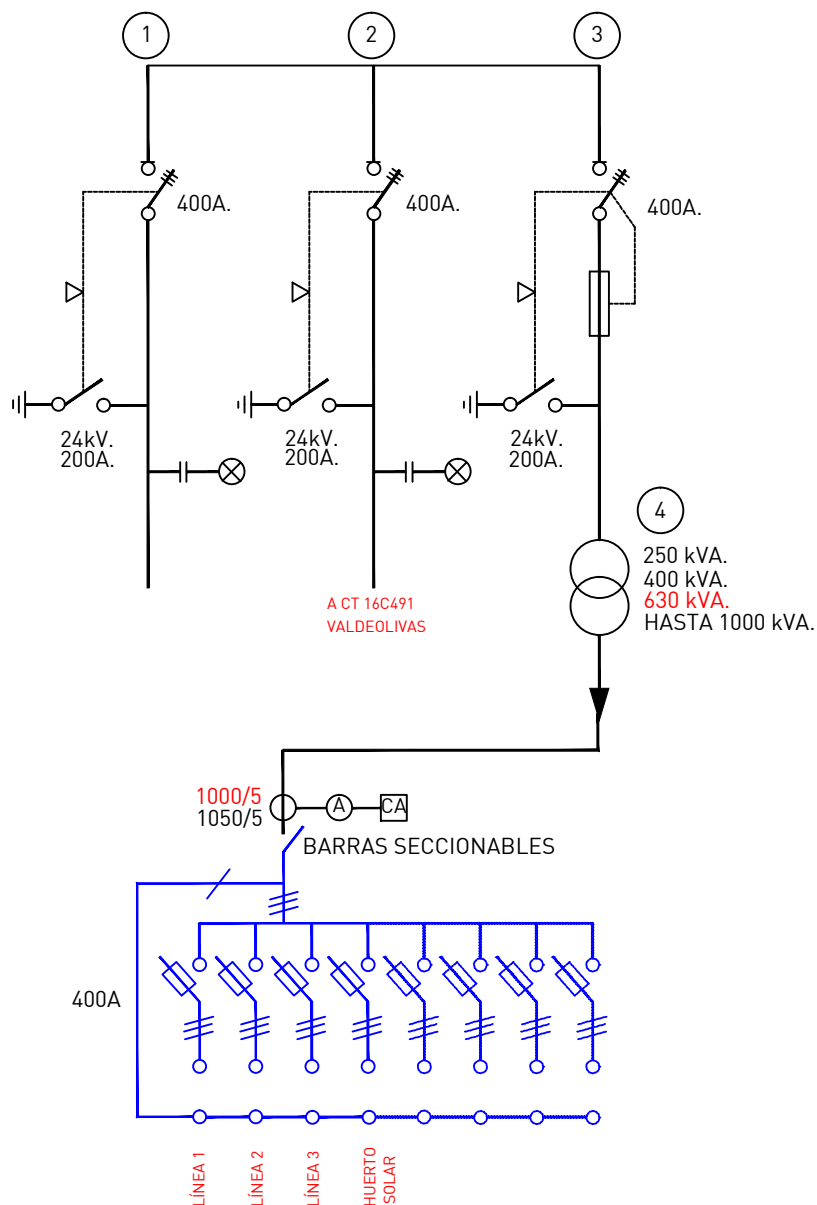
Universidad Carlos III de Madrid		AUTOR DEL PROYECTO: NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA	
ESCALAS: 1:500	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)		FECHA: 31/05/2016
PLANO 26/33	EXCAVACIÓN, ACCESOS Y ALZADO C.T.		EXP.: 5395502
		ENCARGO: 53955022003	



DIN-A3

Universidad Carlos III de Madrid		AUTOR DEL PROYECTO: NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA	
ESCALAS: 1:500	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)		FECHA: 31/05/2016
PLANO 27/33	PLANTA Y SECCIONES DE MONTAJE C.T.		EXP.: 5395502
		ENCARGO: 53955022003	

CT.PROYECTADO



- 1.-CELDA INTERRUPTOR SECCIONADOR 24kV. 400A.
- 2.-CELDA INTERRUPTOR SECCIONADOR 24kV. 400A.
- 3.-CELDA INTERRUPTOR FUSIBLE 24kV. 400A. (PROTECCION-I)
- 4.-CELDA TRANSFORMACION 20 kV/420-240V. 250kVA., 400kVA., **630 kVA.**, HASTA 1000 kVA.

FUSIBLES DE PROTECCION M.T.	
POTENCIA TRANSFORMADOR (KVA)	CALIBRE FUSIBLE (A)
	20 kV
250	25
400	40
630	63
HASTA 1000	80

Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

ESCALAS:

S/E

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 kV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

FECHA: 31/05/2016

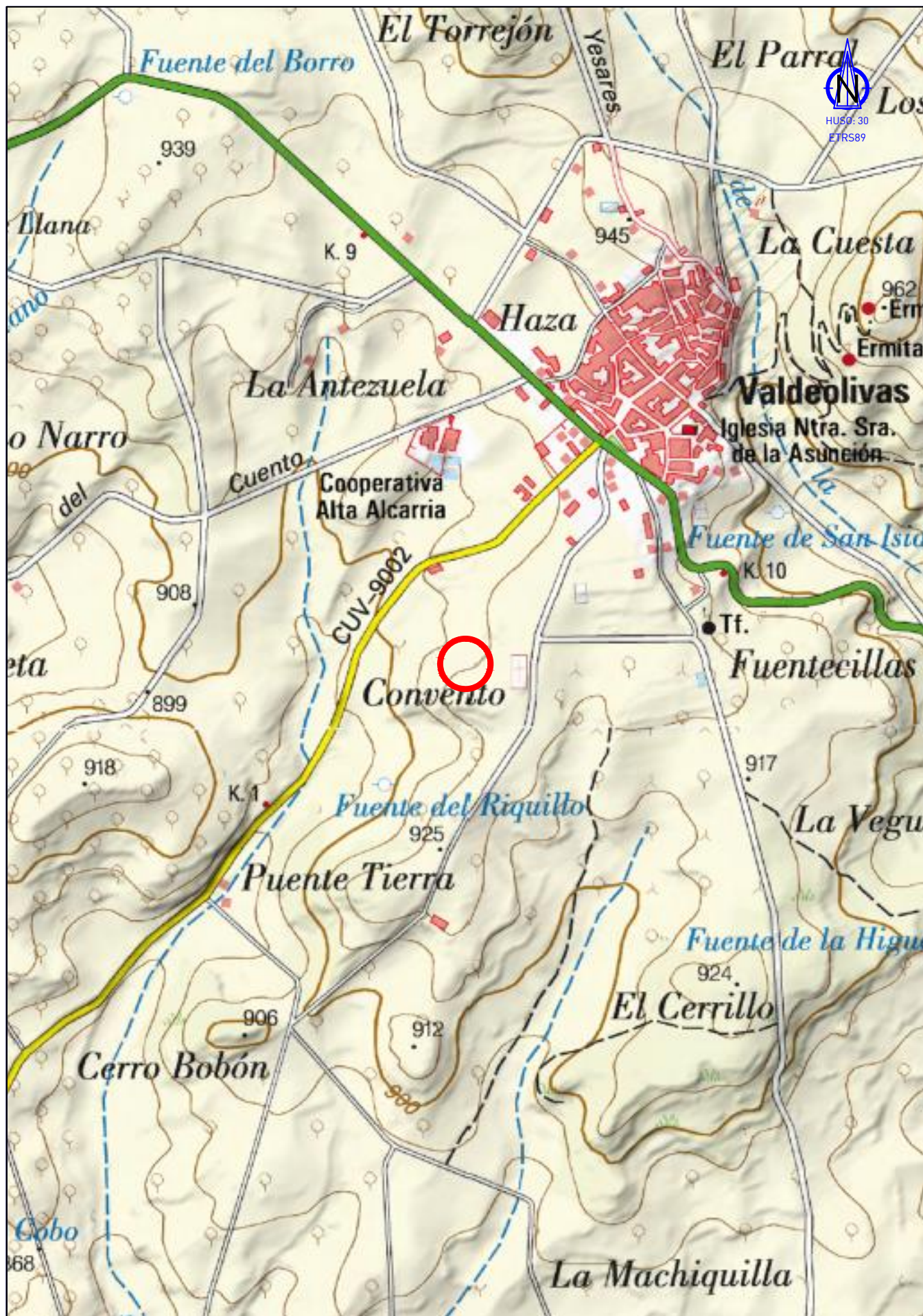
PLANO 28/33

ESQUEMA UNIFILAR C.T.

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003

DIN-A4



Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

ESCALAS:

1:10000

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENA)

FECHA: 31/05/2016

PLANO 29/33

SITUACIÓN HUERTO SOLAR

EXP.: 5395502

ENCARGO: 53955022003

DIN-A4



Latitud: 40° 30' 11.9"N
Longitud: 02° 26' 49.2"W

Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:

NOELIA AMPARO ESGUEVA
PEREA

ESCALAS:

1:5000

LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE
GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)

FECHA: 31/05/2016

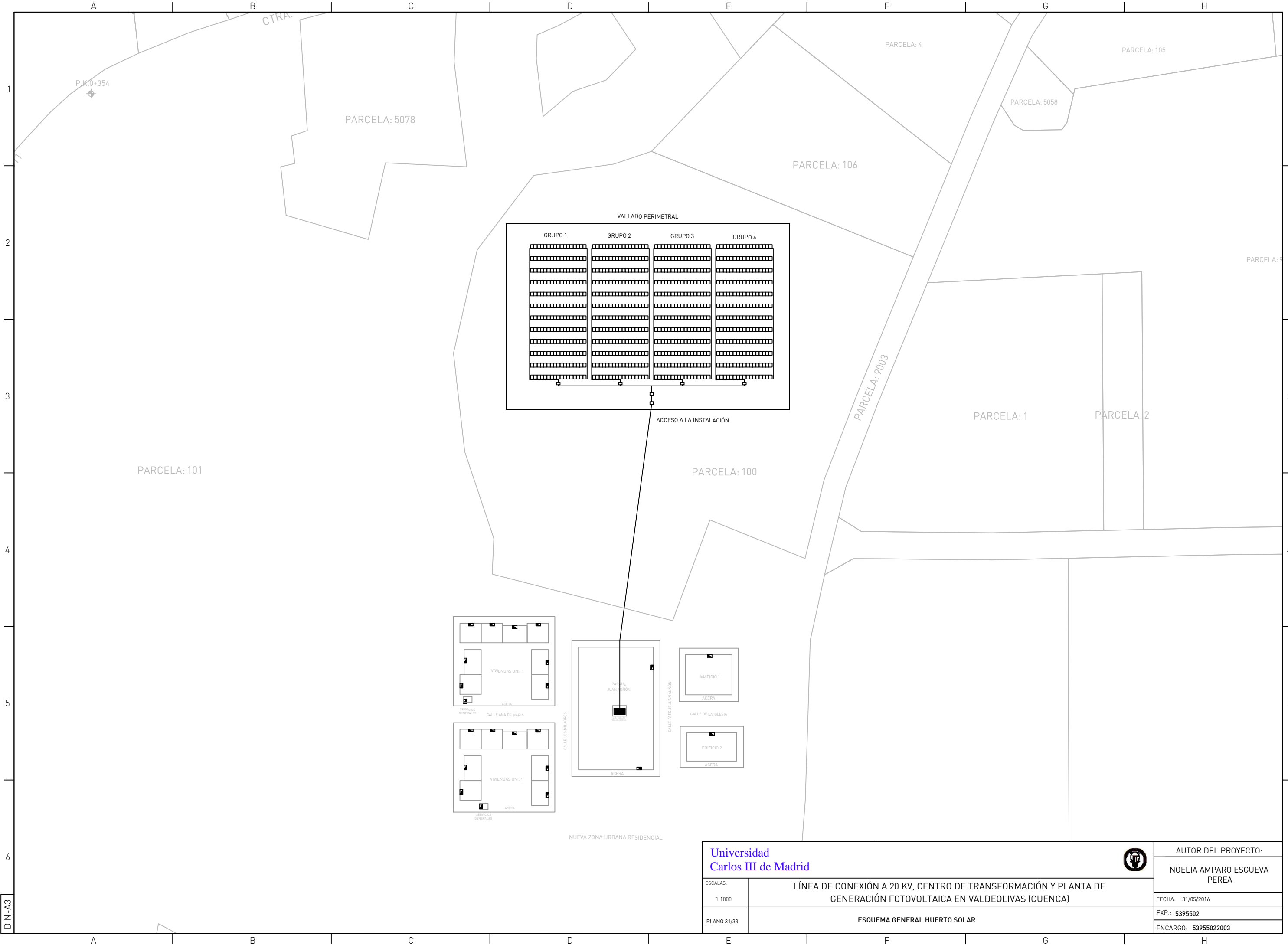
PLANO 30/33

EMPLAZAMIENTO HUERTO SOLAR

EXP.: 5395502

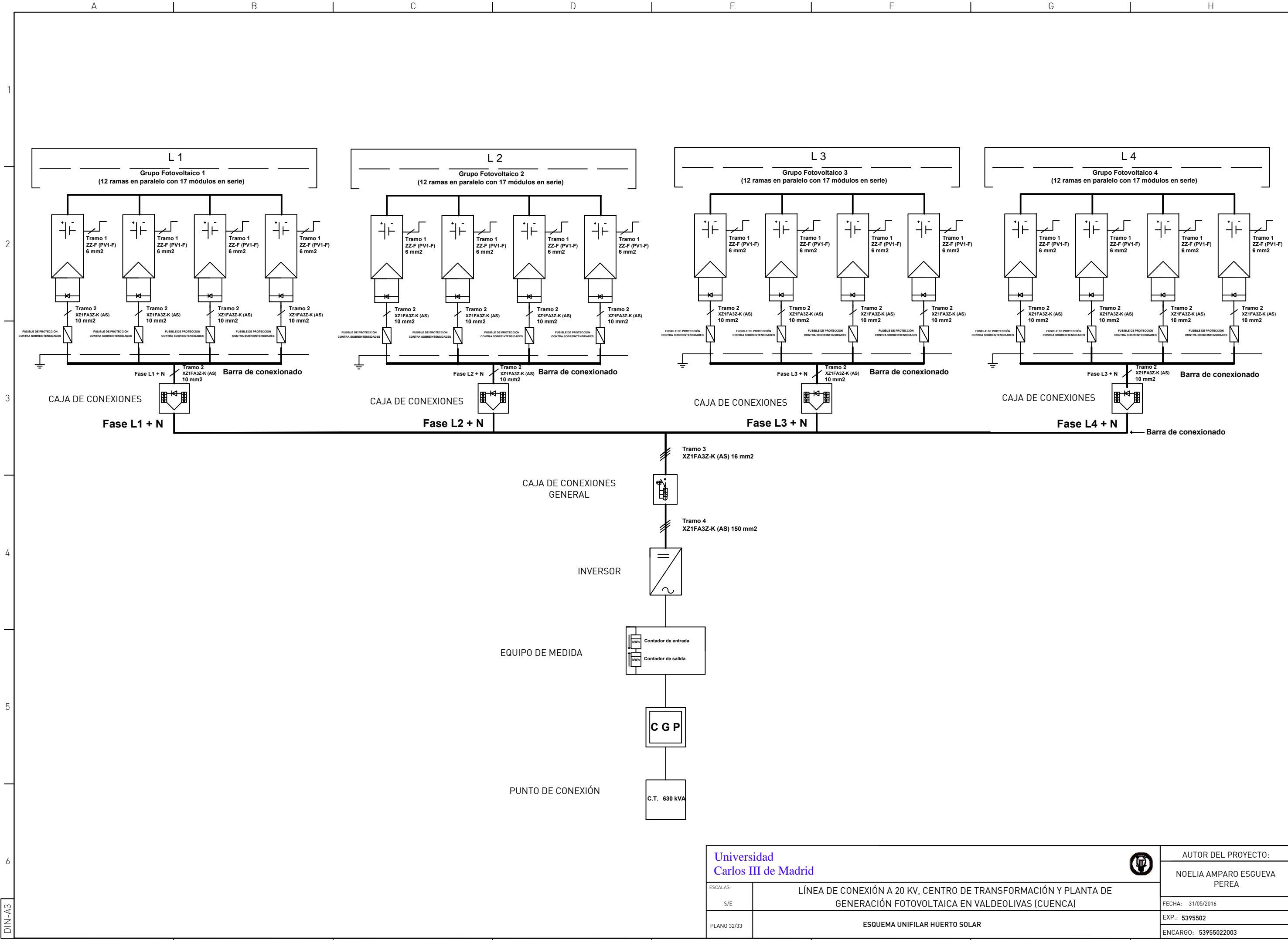
ENCARGO: 53955022003

DIN-A4



DIN-A3

<div>Universidad Carlos III de Madrid</div>		AUTOR DEL PROYECTO:	
		NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA	
ESCALAS:	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)		FECHA: 31/05/2016
1:1000			EXP.: 5395502
PLANO 31/33	ESQUEMA GENERAL HUERTO SOLAR		ENCARGO: 53955022003



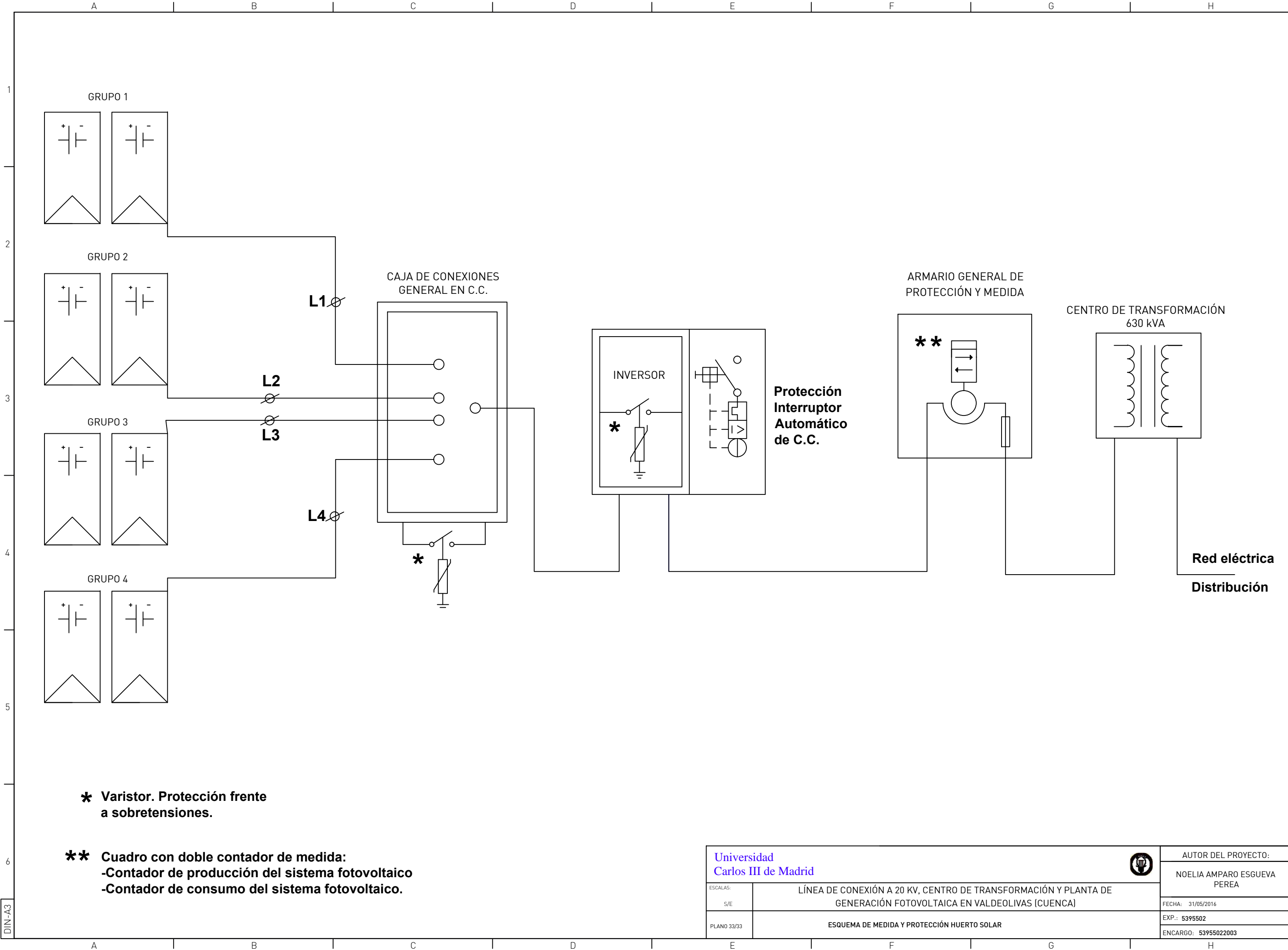
Universidad
Carlos III de Madrid



AUTOR DEL PROYECTO:
NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA
FECHA: 31/05/2016
EXP.: 5395502
ENCARGO: 53955022003

ESCALAS:
S/E
PLANO 32/33
LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)
ESQUEMA UNIFILAR HUERTO SOLAR

DIN-A3



* Varistor. Protección frente a sobretensiones.

** Cuadro con doble contador de medida:
-Contador de producción del sistema fotovoltaico
-Contador de consumo del sistema fotovoltaico.

DIN-A3

Universidad Carlos III de Madrid		AUTOR DEL PROYECTO: NOELIA AMPARO ESGUEVA PEREA	
ESCALAS: S/E	LÍNEA DE CONEXIÓN A 20 KV, CENTRO DE TRANSFORMACIÓN Y PLANTA DE GENERACIÓN FOTOVOLTAICA EN VALDEOLIVAS (CUENCA)		FECHA: 31/05/2016
PLANO 33/33	ESQUEMA DE MEDIDA Y PROTECCIÓN HUERTO SOLAR		EXP.: 5395502
		ENCARGO: 53955022003	

ANEXO Nº 1
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Referencias bibliográficas

- [1] Pablo Alcalde San Miguel, Reglamento Electrotécnico para Baja Tensión: S.A. Ediciones Paraninfo, 2014.
- [2] Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Líneas Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-LAT 01 a 09: http://www.cogiti.es/Adjuntos/COGITI/CertificacionDePersonas/RD_223_2008.pdf
- [3] Boletín Oficial del Estado: <https://www.boe.es/>
- [4] Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en centrales eléctricas, subestaciones y centros de transformación: Ministerio de industria, turismo y comercio.
- [5] Margarita Archaga Pereda, Javier Coca Alonso, Julio Gonzalo García, Proyecto tipo para Centro de Transformación de Distribución en Edificio Prefabricado: Unión Fenosa Distribución, *Edición 4*.
- [6] Alberto González Sanz, Eduardo Iraburu Echevarri, Ángel Ramos Gómez, Julio Gonzalo García, Proyecto tipo Líneas Eléctricas Aéreas hasta 20 kV: Unión Fenosa Distribución, *Edición 2*.
- [7] Alberto González Sanz, Jose Manuel Solla Sanz, Julio Gonzalo García, Proyecto tipo Líneas Eléctricas Subterráneas hasta 20 kV: Unión Fenosa Distribución, *Edición 3*.
- [8] Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo por el que se aprueban el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Complementarias ITC-RAT 01 a 23, Ministerio de Industria, Energía y Turismo: <https://www.boe.es/boe/dias/2014/06/09/pdfs/BOE-A-2014-6084.pdf>
- [9] Instrucción Técnica Complementaria ITC-EP2, Centrales Generadoras de Energía Eléctrica: http://www.conaif.es/dinamico/normativa/ITC-EP_02_Centrales_generadoras_de_energia_electrica.pdf
- [10] Catálogo Ormazabal, PFU, Centro de Transformación prefabricado de superficie, Instrucciones generales, *Versión 04*.
- [11] Ormazabal, Transformadores de Distribución, *Trasformadores de MT/BT para Soluciones de la Red de Distribución*.CA-109-ES-1311.
- [12] Catálogo on-line cables subterráneos y aéreos de MT y BT, General Cable: http://www.generalcable.es/productos/cat%C3%A1logoonline/tabid/365/ctl/lista_cables/mid/2958/avanzado/true/default.aspx
- [13] General Cable, Cables para instalaciones de energía solar fotovoltaica, *Cables al aire*.
- [14] Datos estimados de la radiación solar global: <http://www.adrase.com/>
- [15] Imdexsa, Catálogo General, adaptado al nuevo Reglamento RD 223/2008, 2012.

- [16] Uc3m, GEFv, Módulo 3, *Energía Solar Fotovoltaica*, Tema 3: Paneles y Generadores Fotovoltaicos, 2014.
- [17] Atersa, Grupo Elecnor, Módulo Solar Fotovoltaico A-xxxP GSE, *Optimum Nueva Gama*.
- [18] Vacon, 8.000 Solar Inverter, Catálogo de inversores solares.
- [19] Juan Manuel Sancho, Jesús Riesco Martín, Carlos Jiménez Alonso, M^a Carmen Sánchez, José Montero Cadalso y María López Bartolomé, Agencia Estatal de Meteorología, Atlas de Radiación Solar en España utilizando datos del SAF de Clima de EUMETSAT, Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente:
http://www.aemet.es/documentos/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/atlas_radiacion_solar/atlas_de_radiacion_24042012.pdf
- [20] HC Energía, ET/5022, Postes de hormigón armado-vibrado, *Edición 4*:
<http://www.asturias.es/Asturias/DOCUMENTOS%20EN%20PDF/PDF%20DE%20TEMAS/ENERGIA/ET5022.pdf>
- [21] HC Energía, ET/5021, Apoyos y Armados para Líneas de Distribución AT, *Edición 2*:
https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/1491543013_31122008114224.pdf
- [22] Endesa Distribución, Apoyos de Chapa Metálica para líneas Aéreas de hasta 36 kV, 2^a Edición:
<http://www.endesa.com/ES/PROVEEDORES/NORMATIVAYCONDICIONESCONTRATACION/Normativas/AND004.pdf>
- [23] Hormilec, Boletín Técnico número 8, *Cálculo PAT CT*, Mayo 2005.
- [24] UNESA, Puesta a Tierra en Centros de Transformación.
- [25] Jorge Moreno Mohíno, Fernando Garnacho Vecino, Pascual Simón Comín, José Rodríguez Herrerías, Reglamento de Líneas de Alta Tensión y sus Fundamentos Técnicos, Unión Fenosa Distribución, Paraninfo.
- [26] Pascual Simón Comín, Fernando Garnacho Vecino, Jorge Moreno Mohíno, Alberto González Sanz, Cálculo y Diseño de Líneas Eléctricas de Alta Tensión, *Aplicación del Reglamento de Líneas de Alta Tensión (RLAT) R.D. 223/2008 de 15 de febrero*, Gas Natural Fenosa.
- [27] Alberto Guerrero, Instalaciones Eléctricas de enlace y Centros de Transformación, Mc Graw Hill.
- [28] AENOR, Instalaciones Eléctricas en Baja Tensión, 2^a Edición, 2003.
- [29] IDAE, Pliego de Condiciones Técnicas de Instalaciones Conectadas a la Red, Instalaciones de Energía Solar Fotovoltaica, Julio 2011.
http://www.idae.es/uploads/documentos/documentos_5654_fv_pliego_condiciones_tecnicas_instalaciones_conectadas_a_red_c20_julio_2011_3498eaaf.
- [30] Base de datos de la Agencia Estatal de Meteorología AEMET, *Castilla la Mancha*:
<http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?k=clm>

http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/efemerides_extremos?w=0&k=clm&datos=img

- [31] Base de datos PVGIS (*Photovoltaic Geographical Information System*): <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/apps4/pvest.ph>
- [32] Ministerio de Ciencia y Tecnología, ITC-BT-07, Redes subterráneas para Distribución en Baja Tensión.
- [33] Margarita Archaga Pereda, Javier Coca Alonso, Julio Gonzalo García, Proyecto Tipo Líneas Eléctricas Subterráneas de Baja Tensión, Unión Fenosa Distribución, *Edición 2*.
- [34] Ingelibre apuntes: <https://ingelibreblog.wordpress.com/2014/01/18/calculo-de-la-distancia-minima-entre-placas-solares/>
- [35] Componentes de una instalación fotovoltaica: <http://edii.uclm.es/~arodenas/Solar/componentes.htm>
- [36] Nuria Martín Chivelet, Ignacio Fernández Solla, La Envolvente Fotovoltaica en la Arquitectura, *Criterio de diseño y aplicaciones*, Editorial Reverté.
- [37] DF Electric, Catálogo Fusibles y Bases Fotovoltaicos.
- [38] Legrand, Catálogo Protección DX3-TX3.
- [39] HidroCantábrico distribución, Seccionadores Unipolares para Líneas Aéreas, ET/5035, *Edición 3*, 2002: https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/119630050_21200991830.pdf
- [40] HidroCantábrico distribución, Cortacircuitos Fusibles de Simple Expulsión, ET/5034, *Edición 3*, 2006: https://www.hcenergia.com/recursos/doc/Colaboradores/Proveedores/Electricidad/Ingenieria/2078836908_3112200814911.pdf
- [41] Criterio de homogeneización en la interpretación de ensayos y requisitos de seguridad ambiguos del Reglamento de Centrales, Subestaciones y Centros de Transformación, *Revisión julio del 2002*.
- [42] Boletín Oficial del Estado, Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo por el que se aprueba el Reglamento sobre Condiciones Técnicas y Garantías de Seguridad en Instalaciones Eléctricas de Alta Tensión y sus Instrucciones Técnicas Complementarias ITC-RAT 01 a 23, lunes 9 de junio de 2014.
- [43] Ministerio de Industria, Energía y Turismo, Corrección de errores del Real Decreto 337/2014 de 9 de mayo.
- [44] D. Burkard Hecht Elorduy, D. Pedro Tizón Barro, D. Raúl Suarez Álvarez, Guía de presupuestación de trabajos de ingeniería 2014, *Edición 04*.

ANEXO Nº 2
ÍNDICE DE TABLAS

MEMORIA.

TABLA 1. Factor de simultaneidad	_____	¡Error! Marcador no definido.
TABLA 2. Características línea aérea M.T.	_____	7
TABLA 3. Características línea subterránea M.T.	_____	8
TABLA 4. Características línea subterránea M.T.	_____	8
TABLA 5. Características línea subterránea M.T.	_____	8
TABLA 6. Características línea subterránea M.T.	_____	9
TABLA 7. Características línea subterránea M.T.	_____	9
TABLA 8. Características línea subterránea M.T.	_____	9
TABLA 9. Características línea subterránea B.T.	_____	10
TABLA 10. Características línea subterránea B.T.	_____	10
TABLA 11. Características línea subterránea B.T.	_____	10
TABLA 12. Características línea subterránea B.T.	_____	11
TABLA 13. Características línea subterránea B.T.	_____	11
TABLA 14. Características técnicas del transformador 630 kVA	_____	12
TABLA 15. Número de cables por fase y neutro según potencia del CTENP	_____	13
TABLA 16. Relación de cruzamiento y paralelismos en línea aérea M.T.	_____	16
TABLA 17. Distancias verticales y horizontales con carreteras línea aérea MT.	_____	17
TABLA 18. Distancias verticales y horizontales con caminos línea aérea MT.	_____	18
TABLA 19. Distancias verticales y horizontales con otras líneas	_____	19
TABLA 20. Cruzamientos entre líneas subterráneas	_____	20
TABLA 21. Paralelismos línea subterránea M.T.	_____	21

CÁCULOS.

TABLA 1. Intensidades de cortocircuito máximas admisibles LA-110	2
TABLA 2. Intensidades de cortocircuito máximas admisibles RHZ1/OL 12/20 kV	9
TABLA 3. Distribución de potencias por línea	14
TABLA 4. Distribución de intensidades por línea y sección necesaria	15
TABLA 5. Factor de corrección de temperatura del terreno	16
TABLA 6. Factor de corrección de profundidad de enterramiento	16
TABLA 7. Distribución de intensidades máximas admisibles por tramo	17
TABLA 8. Resistencia lineal del cable XZ1 0,6/1 kV	17
TABLA 9. Reactancia lineal del cable XZ1 0,6/1 kV	18
TABLA 10. Distribución de caídas de tensión en la línea subterránea B.T.	19
TABLA 11. Distribución caídas de tensión total en línea subterránea B.T.	19
TABLA 12. Distribución pérdidas de potencia en línea subterránea B.T.	20
TABLA 13. Distribución total pérdidas de potencia en línea subterránea B.T.	20
TABLA 14. Constantes de la ecuación de tensión de paso máxima	26
TABLA 15. Valores máximos y mínimos de temperatura e irradiancia	30
TABLA 16. Características tramo 1 instalación fotovoltaica	33
TABLA 17. Características tramo 3 instalación fotovoltaica	33
TABLA 18. Características tramo 4 instalación fotovoltaica	33
TABLA 19. Resultados intensidad, sección y caída de tensión en fotovoltaica	35
TABLA 20. Selección tipo de cable fotovoltaico y sección	36
TABLA 21. Límites de pérdidas máximas en módulos fotovoltaicos	36
TABLA 22. Resultados de pérdidas por efecto de la temperatura	37
TABLA 23. Resultados de pérdidas por cableado en fotovoltaica	38
TABLA 24. Características interruptor magnetotérmico AC	40
TABLA 25. Características bloque diferencial tetrapolar AC	40
TABLA 26. Horas pico de luz solar a lo largo del año	41
TABLA 27. Energía total producida cada mes del año	41
TABLA 28. Apoyos seleccionados en la línea aérea M.T.	42

TABLA 29.	Hipótesis para el cálculo de tracción y flecha máxima	44
TABLA 30.	Tracciones verticales máximas en los apoyos	44
TABLA 31.	Tracciones horizontales máximas en los apoyos	46
TABLA 32.	Esfuerzos útiles de la gama de apoyos Milano	47
TABLA 33.	Tracciones horizontales y verticales máximas en apoyo nº 33	48
TABLA 34.	Esfuerzos resultantes en el apoyo nº 33 y distancias de seguridad	50
TABLA 35.	Dimensiones del armado SM2C	51
TABLA 36.	Tracciones máximas en el conductor LA-110	54
TABLA 37.	Flechas máximas bajo condiciones de sobrecarga	55
TABLA 38.	Tabla de tendido cantón 1-2	56
TABLA 39.	Tabla de tendido cantón 2-6	56
TABLA 40.	Tabla de tendido cantón 6-7	56
TABLA 41.	Tabla de tendido cantón 7-8	57
TABLA 42.	Tabla de tendido cantón 8-9	57
TABLA 43.	Tabla de tendido cantón 9-12	57
TABLA 44.	Tabla de tendido cantón 12-14	57
TABLA 45.	Tabla de tendido cantón 14-16	57
TABLA 46.	Tabla de tendido cantón 16-21	58
TABLA 47.	Tabla de tendido cantón 21-23	58
TABLA 48.	Tabla de tendido cantón 23-25	58
TABLA 49.	Tabla de tendido cantón 25-28	58
TABLA 50.	Tabla de tendido cantón 28-31	59
TABLA 51.	Tabla de tendido cantón 31-32	59
TABLA 52.	Tabla de tendido cantón 32-33	59
TABLA 53.	Tabla de tendido cantón 33-35	59
TABLA 54.	Tabla de tendido cantón 35-41	59
TABLA 55.	Tabla de tendido cantón 41-44	60
TABLA 56.	Tabla de tendido cantón 44-45	60
TABLA 57.	Tabla de tendido cantón 45-47	60

TABLA 58. Tabla de tendido cantón 47-48	60
TABLA 59. Valores coeficiente k para la distancia mínima de seguridad	61
TABLA 60. Distancia mínimas de seguridad	62
TABLA 61. Distancias entre conductores y máximas permitidas	62
TABLA 62. Ángulo de desviación de cadenas de suspensión	65

PLIEGO DE CONDICIONES.

TABLA 1.	Características del conductor M.T. LA-110	1
TABLA 2.	Características del cable M.T. RHZ1/OL 12/20 kV	2
TABLA 3.	Características del cable B.T. XZ1 0,6/1 kV	3
TABLA 4.	Características del cable ZZ-F (PV1-F) B.T. solar	3
TABLA 5.	Características del cable XZ1FA3Z-K (AS) B.T. solar	3
TABLA 6.	Características cadenas de aisladores de suspensión	4
TABLA 7.	Características cadena de aisladores de amarre	4
TABLA 8.	Apoyos de alineación y coeficientes de seguridad	5
TABLA 9.	Apoyos de ángulo y coeficientes de seguridad	6
TABLA 10.	Apoyos fin de línea y coeficientes de seguridad	7
TABLA 11.	Esfuerzos en apoyos hormigón armado-vibrado hasta 1.600 daN	8
TABLA 12.	Esfuerzos en apoyos hormigón armado-vibrado hasta 4.500 daN	8
TABLA 13.	Esfuerzos en apoyos de celosía	9
TABLA 14.	Esfuerzos en apoyos de chapa metálica	9
TABLA 15.	Tipos de crucetas empleadas	10
TABLA 16.	Características técnicas módulos fotovoltaicos	12
TABLA 17.	Características generales módulos fotovoltaicos	13
TABLA 18.	Características técnicas inversor	14
TABLA 19.	Características físicas inversor	14
TABLA 20.	Dimensiones excavación de cimentaciones	17
TABLA 21.	Secciones mínimas conductor de cobre	18
TABLA 22.	Medidas adicionales de seguridad en CTENP	22
TABLA 23.	Características seccionadores línea aérea M.T.	23
TABLA 24.	Características pararrayos autoválvulas línea aérea M.T.	23
TABLA 25.	Características cortacircuitos línea aérea M.T.	23
TABLA 26.	Características terminales línea aérea M.T.	27
TABLA 27.	Características eléctricas CTENP	28